

научно-технический журнал

Георесурсы

1(43) 2012

**Породы-коллекторы
углеводородов как
неоднородные литологические
системы... СТР. 6**

- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Академия наук Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление
 ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров
 e-mail: mail@geors.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, В.Я. Волков, Н. Ванденберг (Бельгия), М.Х. Салахов, Л.М. Ситдикова, В.З. Слепак (США), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, Т.М. Акчуринов, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запивалов, И.А. Ларочкина, О.П. Ермолаев, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, В.Г. Изотов, В.В. Самарцев, И.Н. Плотникова, Ю.А. Волков, Р.К. Сабиров, Ю.А. Нефедьев, Р.Х. Масагутов, В.М. Смелков, В.А. Трофимов

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:
 Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru
 А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru
 Технический редактор: В.Н. Малинина.
 Верстка: И.С. Абросимова. Дизайн: А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
Россия: Тел/факс: +7 843 2924454
Великобритания: Voice\Fax: +44 7092 195840 (UK)
США: Voice\Fax: +1 435 304 9361 (USA)
www.georesources.ksu.ru e-mail: mail@geors.ru

Издательство Казанского университета
 Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия
 Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
 выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Журнал включен в новый «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (Решение ВАК Минобрнауки РФ от 25.02.2011)

Журнал включен в международную систему цитирования **Georef**

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
 Индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639
 Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Подписано в печать 25.03.2012. Тираж 1000
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
 420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

- Н.П. Запивалов*
 Сколько жить нефтяному месторождению 2
- В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, Л.Н. Бружес, И.Ф. Талипов*
 Особенности структуры пустотного пространства коллекторов УВ юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Рускинского месторождения в связи с проблемой его разработки 6
- Г.П. Щербинина, Г.В. Простолупов, М.С. Чадаев*
 Метод комплексной интерпретации гравитационного и магнитного полей с целью выявления глубинных нефтеперспективных объектов 12
- И.А. Гонтаренко, В.И. Гуленко*
 Разработка программных средств для экспресс моделирования сейсмических волновых полей 15
- В.Г. Заводинский, Е.А. Михайленко, А.И. Ханчук*
 Сравнительное моделирование поведения атомов благородных металлов в графитовых сланцах 19
- А.В. Христофоров, И.С. Абросимова, Б.Т. Бурганов*
 Интерференция температурных волн. Результаты лабораторного и полевого эксперимента 22
- А.Н. Шулюпин, И.И. Чернев*
 Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки . 25
- Р.И. Салимов, Н.М. Низамутдинов, Р.А. Хасанов, В.П. Морозов, Н.М. Хасанова*
 ЭПР карбонатных отложений Турнейского яруса 27
- С.И. Родыгин*
 Динамика обводнённости нефтенасыщенного образца в условиях волн давления. Численное моделирование 31
- А.М. Тюрин, Р.Р. Темирбаев*
 Физические характеристики карбонатных пород на больших глубинах ... 34
- Е.А. Гладков*
 Доломитизация как основной фактор деформационно-метасоматического преобразования залежей углеводородов 37
- С.Е. Войтович, В.А. Сафин, В.В. Винокурова, Н.М. Низамутдинов*
 Релаксационные характеристики нефти в свободном объёме и в поровом пространстве коллекторов 40
- Ю.А. Нефедьев, С.Г. Валеев, Н.Ю. Вараксина, Р.Р. Заббарова, К.О. Чуркин, В.С. Боровских*
 Новый метод построения единой селеноцентрической системы координат на поверхности Луны 44
- Я.Х. Саитгалеев, М.Р. Мазитов*
 Оценка продуктивности коллекторов способом статистической корреляции лабораторных данных (Пякяхинское месторождение, скважина 2020) 46
- А.Н. Шорохов, М.А. Азаматов*
 Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами малой мощности 51
- Д.В. Лозовой*
 Влияние нефтяных углеводородов на байкальские организмы в естественных и лабораторных условиях 53
- И.П. Бурдуцкая, В.А. Гричаников, А.В. Овчинников*
 Современные проблемы учёта наиболее полного извлечения газа из газовых и газоконденсатных залежей, приуроченных к терригенным коллекторам 58
- Р.В. Чернов*
 Способ обработки нагнетательных скважин без использования подземных ремонтов 60
- Ю.А. Нефедьев, Л.И. Рахимов, Н.Г. Ризванов, Н.Ю. Вараксина, Р.Р. Заббарова, К.О. Чуркин, В.С. Боровских*
 Метод создания каталога кратеров либрационной зоны Луны 62

СКОЛЬКО ЖИТЬ НЕФТЯНОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Проблема увеличения нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях является ключевой в нефтегазовой теории и практике. Разрабатывается и внедряется много различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Но насильственные методы (МУН – EOR¹), направленные на ускоренную интенсификацию разработки, не дают масштабного эффекта и, как правило, не обеспечивают полное и стабильное нефтеизвлечение. Дополнительный объем нефти за счет этих методов является небольшим по сравнению с общим объемом добываемой нефти. В мире насчитывается 1500 действующих проектов, и годовой прирост добычи за счет МУН оценивается в 100-120 млн. тонн. Это всего лишь 3% от всей добываемой нефти в мире, что почти равнозначно суммарной потере при транспортировке и авариях.

В США добыча нефти за счет МУН с 1986 года по 2008 год держится на уровне 30-35 млн. тонн в год и не превышает этого «порогового» значения. Количество действующих проектов в 1986 г было 512, а в 2008 – 184, то есть отмечается четкая тенденция к их уменьшению. Приблизительно такая же ситуация в других регионах мира. На многих месторождениях эффективность применения МУН очень низкая, если говорить о конечной нефтеотдаче.

Автор предлагает принципиально новую научно-технологическую парадигму освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов.

Ключевые слова: углеводородные ресурсы, нефтеотдача, критический порог возмущения, реабилитация, живая флюидодинамическая система, уравнение состояния, экология, долголетие месторождения.

Залежь нефти – живая система²

Главной особенностью любой живой системы является ее энергетический потенциал и работоспособность. Можно утверждать, что залежь нефти – это открытая геодинамическая система с переменной эксергией, непостоянными градиентами массо-энергопереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени.

С учетом более чем столетнего мирового опыта активного освоения нефтяных месторождений определилась стабильность их разработки, которая может быть представлена следующим графиком (Рис. 1). В какой-то мере этот график напоминает человеческую жизнь.

Реабилитационные циклы в процессе освоения любого месторождения и шадящие методы увеличения нефтеотдачи являются основой продления жизни месторождения и возможности его разработки на длительное время (Запивалов, 2002).

Утверждается, что активные запасы нефти и газа могут восполняться в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно в двух случаях. а) Происходит активный современный процесс образования углеводородной массы в данном пласте (очаге). Это было доказано на полигоне в Мексиканском заливе, месторождение Юджин Айленд. Возможна подпитка месторождения вновь образованными порциями углеводородов как внутри системы, так и за её пределами. б) Осуществляется индивидуально-шадящая разработка и периодическая реабилитация, вследствие чего происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными каналами в пласте, а также соблюдается равновесие между горным и пластовым давлениями (Запивалов, Попов, 2003; Запивалов, Лобов, 2004).

О долголетию месторождений (примеры, факты)

Есть месторождения-долгожители. Добыча нефти в Индии на месторождении Дигбой в Ассаме началась в 1890 году и продолжается до сих пор.

В США насчитывается более 100 месторождений, разрабатываемых более 50 лет. Например, гигантское месторождение Ист-Тексас в песчаниках верхнего мела оценивалось в 1 млрд. тонн нефти. Его разработка началась еще в 1930 г и продолжается.

Показательным примером являются азербайджанские промыслы. В Грозненском нефтеносном районе Октябрьское, Ташкалинское и Ойсунгурское месторождения разрабатывались более 60 лет.

В Западной Кубани длительность активной разработки некоторых месторождений составляет: Ново-Димитровское – 52 года, Левкинское – 39 лет, Абино-Украинское – 43 года, Ахтырско-Бугундырское – 40 лет и северное крыло Зыбзы-Глубокий Яр – 56 лет. В Западной Сибири многие месторождения разрабатывают уже более 40 лет.

Р.Х. Муслимов в 2007 году отразил новый взгляд на перспективы развития уникального Ромашкинского нефтяного месторождения в Татарстане, которое находится в разработке уже 65-ый год. Сейчас добыча нефти держится на уровне 12-15 млн тонн в год, а нефтеотдача превышает проектную (Рис. 2) (Муслимов, 2009).

Он считает, что это месторождение будет разрабатываться до конца XXI столетия, то есть его долголетие будет превышать 150 лет. В других прогнозах он продлевает жизнь этого месторождения аж до 2285 года за счет «подпитки» новыми порциями углеводородов (Муслимов, 2007; 2009).

Имеется много примеров в мировой и отечественной практике восстановления активной фонтанной работы скважин после некоторого периода реабилитации (отдыха) в целом всего месторождения или отдельных его блоков (Резников, 2008).

¹ В международной практике используют две аббревиатуры: EOR (enhanced oil recovery) – интенсивные методы увеличения текущей нефтеотдачи; IOR (improved oil recovery) – улучшенные (шадящие) МУН

² Геолог – врач, залежь нефти – пациент.

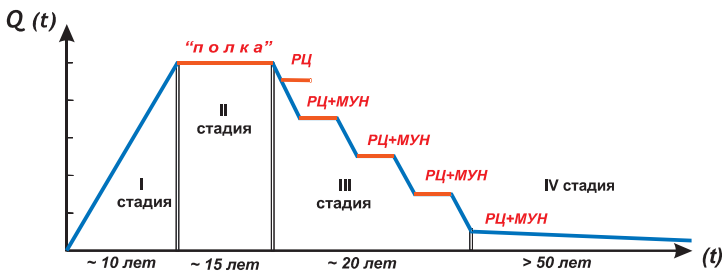


Рис. 1. Обобщенный график жизни нефтяного месторождения. По оси ординат показана динамика добычи нефти $Q(t)$. РЦ – реабилитационные циклы, МУН – методы увеличения нефтеотдачи (цадящие), «Полка» – стабильное состояние системы (оптимальный уровень добычи). Длительность «полки» определяется научно-обоснованным мониторинговым проектом разработки и профессионализмом промышленных специалистов. (Запивалов, 2011).

Как сокращают жизнь месторождению

Верх-Тарское месторождение в Новосибирской области является примером беспощадной эксплуатации живых нефтенасыщенных систем. Реальный график жизни Верх-Тарского месторождения можно сравнить с рис. 1 и рис. 2. Как видно, здесь «полки» нет (Рис. 3). Тревожным моментом является то, что сегодня обводненность добываемой продукции на Верх Тарском месторождении составляет более 80%. Это результат использования гидроразрывов и закачки воды. Добытчики нефти занимаются не освоением месторождения и даже не разработкой, а только выработкой активных запасов в закритическом режиме.

Гидроразрыву подвергаются все вновь пробуренные скважины с самого начала их эксплуатации. Нефтяной пласт Ю1 с целью поддержания пластового давления (ППД) интенсивно «прополаскивается» водой в объемах, многократно превышающих добычу нефтяного флюида. К апрелю 2010 г. действующий эксплуатационный фонд на месторождении составлял 92 скважины, а действующий нагнетательный фонд – 74 скважины. Средний дебит нефти – 41 т в сутки, а воды в объеме добываемой жидкости – 80 т в сутки, т.е. в два раза больше. В таком режиме система поддержания пластового давления тоже является разрушительной для нефтенасыщенного пласта (Запивалов, 2010).

«Поршневым» принцип вытеснения нефти в пласте не обеспечивает эффективную перколяцию. Следует иметь в виду, что масштабная закачка «кинородной» воды резко и необратимо изменяет минералогический состав продуктивного пласта и соответственно природные свойства коллектора, т.е. происходит активный техногенный метасоматоз с отрицательным эффектом (Кринари, Храменков, 2011).

К сожалению, в Западной Сибири многие месторождения разрабатываются аналогично Верх-Тарскому.

Необходимо заметить, что в США в 2010 году было задействовано около 200 проектов по разработке и применению МУН, но нет ни одного по гидроразрывам пластов. Американцы широко используют закачку CO_2 . Кстати, рядом с Верх-Тарским месторождением есть Восточно-Межовское (Веселовское) месторождение, где в одной из скважин был получен фонтан CO_2 с дебитом 200 тыс. $m^3/сут$.

Как оценить состояние залежи

Необходимо различать два состояния залежи в земной коре: природное, до вмешательства человека, и природно-техногенное, в процессе активной разведки и разработки. В любом состоянии залежь нефти может считаться живой флюидонасыщенной системой. (Запивалов, Попов, 2003).

Природное состояние любого скопления углеводородов (точнее флюидонасыщенной системы) в геологической шкале времени является неустойчивым. Оно может быть равновесным и неравновесным в зависимости от различных флуктуаций и бифуркаций. Природные скопления углеводородов могут увеличиваться либо уменьшаться и даже полностью разрушаться в относительно короткие геологические (человеческие) отрезки времени. По существу, это самоорганизующаяся система.

Природное состояние указанной системы (как и всякой физической субстанции) описывается совокупностью термодинамических параметров a_1, a_2, \dots, a_n , среди которых основные P, T, V, μ . Не исключено использование некоторых дополнительных (энтропия, эксергия, энтальпия) и, возможно, пока неизвестных параметров, необходимых для полного описания системы. Основные параметры состояния рассматриваемой системы в равновесном состоянии, как и в случае других термодинамических систем, должны быть связаны соотношениями вида:

$$G_1(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0; G_2(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0; G_k(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0,$$

где G_1, G_2, \dots, G_k – функции от переменных состояния a_1, a_2, \dots, a_n . Эта зависимость в обобщенном виде охватывает и описывает практически все допустимые геологические, геохимические, геофизические, термодинамические и другие особенности системы.

Из уравнений состояния вытекает, в частности, что изменение какого-либо из параметров с необходимостью приводит к изменению других параметров.

Порог критического состояния (порог устойчивости) флюидонасыщенного пласта. Натурные исследования

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Осо-

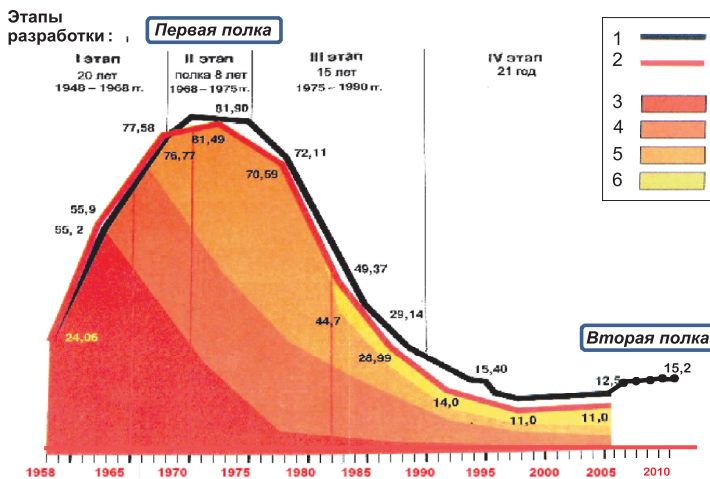


Рис. 2. График жизни Ромашкинского месторождения, Татарстан (по Р.Х. Муслимову). Добыча и прирост запасов в млн. тонн. 1 – добыча, 2 – прирост, 3 – прирост за счет разведочных работ, 4 – прирост за счет пересчета запасов, уточнения параметров, 5 – прирост за счет доразведочных работ, 6 – прирост за счет КИН.

бенно это важно на поздних стадиях жизни месторождения. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт, и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Значение оптимальной депрессии (5 МПа) установлено для многих месторождений. Рассмотрим несколько примеров (Рис. 4) (Запивалов, Попов, 2003).

По многим данным, величина оптимальной репрессии ($P_{заб} - P_{пласт}$) тоже не должна превышать 5 МПа, что особенно важно для проведения гидроразрывов.³

Принципы мониторингового управления флюидонасыщенным пластом

Энергия флюидонасыщенной системы в период разработки месторождения адекватна работе, производимой нефтегазонасыщенным пластом при изменении его состояния. Подчеркнем, что пласт и скважина, по существу, являются единой природно-техногенной системой.

Известно стремление всех разработчиков получить как можно больше нефти с наименьшими затратами. Количество добываемой нефти определяется дебитами скважин ($Q_{н}$) или коэффициентом продуктивности пласта ($K_{пр}$). В тривиальном понимании все зависит от двух величин: пластовое давление – главная энергетическая величина пласта ($P_{пл}$) и забойное давление – энергия выталкивания флюида из пласта в скважину ($P_{заб}$). Таким образом совершается полезная работа. В сокращенном и упрощенном виде можно записать:

$$A_{пл} = \frac{Q_{н}}{(P_{пл} - P_{заб}) \cdot F_{фр}} \quad (2)$$

где $F_{фр}$ – фрактальный параметр, учитывающий и перколяционные свойства пласта.

Эффективная работа системы ($A_{эфф} = A_{пл} - A_{перк}$) зависит от многих факторов, где все величины можно сопоставить в значениях энергии или давления. $A_{перк}$ – работа перколяционного противодействия, отражающего все особенности флюидонасыщенной системы, включая фрактальность.

Следует особо подчеркнуть, что месторождение отличается постоянным стремлением к равновесию как внутри самой системы, так и с окружающей средой (другой геологической системой).

Динамика геофлюидодинамической системы может быть описана эволюционным векторным дифференциальным уравнением вида:

$$\partial \lambda / \partial t = Z(x, t; a_1, a_2, \dots, a_n, \nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n), \quad (3)$$

где λ – один из параметров a_1, a_2, \dots, a_n состояния системы, выбранный в качестве основной величины в динамической модели системы, $\partial \lambda / \partial t$ – частная производная этой величины по времени, $x = (x_1, x_2, x_3)$; $\nabla a_1, \nabla a_2, \dots, \nabla a_n$ – градиенты (производные по пространственным переменным) основных термодинамических параметров. Это эволюци-

³ К сожалению, в настоящее время нефтеразработчики в России редко проводят полноценные исследования скважин. Особенно важны индикаторные диаграммы и КВД.

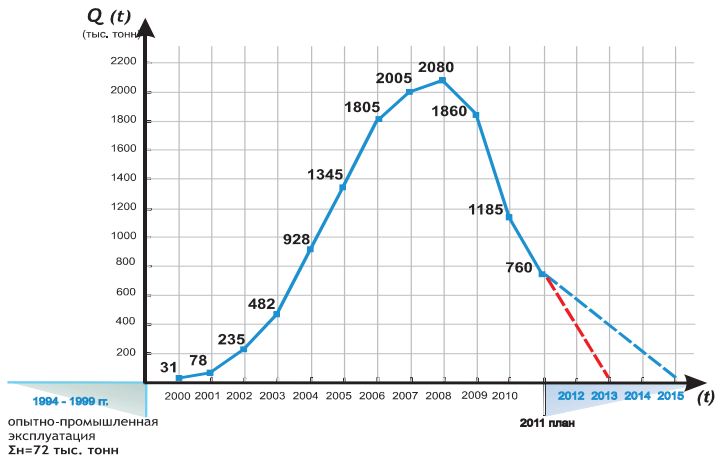


Рис. 3. График жизни Верх-Тарского месторождения. Только две стадии: взлет и падение (Запивалов, 2011).

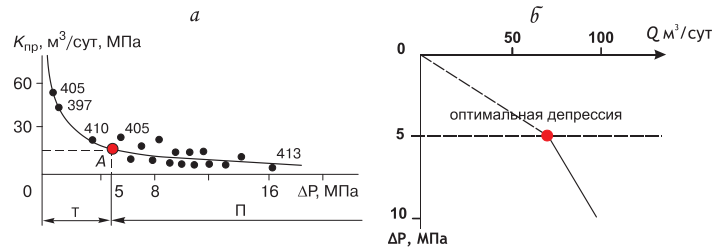


Рис. 4. а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь. б) Индикаторная диаграмма по скважине 43 Барсуковско-го месторождения (Республика Беларусь) (Запивалов, 2011).

онное дифференциальное уравнение имеет прогностический характер и отражает общие динамические законы, универсальные для всех месторождений. Можно рассчитать все основные физические величины флюидодинамической системы в любой интересующий момент времени t по известным их значениям в некоторый, произвольно заданный предшествующий момент времени. Его можно было бы назвать основным уравнением динамики нефтегазовой залежи как живой системы.

Относительно функции Z может быть высказан ряд содержательных ограничений и предположений. Одно из них состоит в том, что энергия (эксергия) нефтегазовой флюидодинамической системы, рассчитанная на основе данного уравнения, должна в режиме эксплуатации месторождения качественно воспроизводить указанную выше функцию $Q(t)$ (Рис. 2).

Выводы

1. Автор использует три обобщающих понятия в своей работе: эксергия, перколяция, фракталы. Они известны, но применяются редко. Адаптация этих понятий для нефтегазовой теории и практики вполне назрела.

2. Надо беречь энергию пласта и его природные свойства, особенно минеральный состав.

Надо разрабатывать месторождения в оптимальном режиме, не превышая критического порога устойчивости, показателем которого является депрессия.

Соблюдение критического порога (5 МПа), реабилитационные циклы и щадящие индивидуальные методы увеличения текущей и конечной нефтеотдачи – обязательное условие длительной эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений.

3. Особого внимания заслуживают экологические проблемы. Ускоренные, насильственные методы разработки нефтяных месторождений сильно возмущают геологическую среду и создают многочисленные точки бифуркации в глубинных недрах и на поверхности. Это очень важно, потому что наша планета практически превращается в один сплошной нефтегазовый полигон. Даже морской и океанический «ландшафт» за короткий период сильно изменился, а в отдельных регионах стал неузнаваемым.

Щадящая и длительная разработка месторождений обеспечивает постепенную и взаимную адаптацию природно-техногенных промысловых объектов и окружающей среды. Экономический фактор длительного освоения нефтегазовых месторождений безусловно будет положительным.

4. Природу не обманешь. Нужна принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов (Запивалов и др., 2011).

Автор надеется, что его идеи, концепции и предложения могут быть частью общепризнанной новой Парадигмы.

Non progredi est regredi.

(Данная работа является результатом 60-летней деятельности автора в нефтегазовой геологии, с учетом производственного опыта, накопленных знаний и профессиональных выводов).

Автор благодарит за конструктивное обсуждение Кирейтова В.Р., д.физ.-мат.н. (математика); Пеньковского В.И., д.физ.-мат.н. (гидродинамика); Кусковского В.С. д.геол.-мин.н. (гидрогеология); Смирнова Г.И., д.физ.-мат.н. (физика), Шемина Г.Г., д.геол.-мин.н. (нефтяная геология). Особенно интересны и продуктивны были дискуссии с Валерием Рашидовичем Кирейтовым.

Литература

- Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Т 6. № 3. 2011. 1-11.
- Запивалов Н.П. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях. *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Мат-лы между. конф. пам. ак. П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС. 2002. 330-332.
- Запивалов Н.П., Смирнов Г.И. и др. Способ повышения нефтеотдачи пластов. Патент РФ на изобретение. «*Бюллетень изобретений*». Роспатент. №22 от 10.08.2011.
- Запивалов Н.П., Лобов В.И. Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин. *Геодинамика и напряженное состояние недр земли: Тр. между. конф.* Новосибирск: Ин-т горного дела. 2004. 447-454.
- Запивалов Н.П., Попов И. П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198.
- Запивалов Н.П., Смирнов Г.И., Харитонов В.И. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО. 2009. 131.
- Запивалов Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки». *Эко: всероссийский экономический журнал*. Новосибирск: Наука. 2010. №9. 31-49.
- Муслимов Р.Х. Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского месторождения. *Геология нефти и газа*. 2007. №1. 3-12.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Изд-во «Фэн». 2009. 727.
- Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. Ростов-на-Дону. 2008. 258-261.
- Трофимук А.А. К методике промысловых исследований нефтеотдачи пластов. Исследования нефтеотдачи пласта. *Тр. Всесоюз. нефтегазового НИИ*. 1959. Вып. 24. 103-112.

N.P. Zapivalov. **Dynamics of oilfield activity.**

Presently the problem of enhanced and improved oil recovery at producing fields is a key one in petroleum theory and practice. Many enhanced oil recovery methods (EOR)⁴ are currently being used at local oilfields. But forcible secondary, tertiary and quaternary methods of enhanced oil recovery do not provide a scale effect. There are about 1500 active projects in the world using various EOR technologies, and their annual production build-up is estimated as 100-120 million tons. It makes just 2% of all produced oil in the world, which is equivalent to the total transporting and other losses. The author offers a fundamentally new scientifically-technological paradigm of exploitation, preservation, and rehabilitation of petroleum resources.

Keywords: hydrocarbon resources, oil recovery, threshold of critical state, rehabilitation, a living fluid-dynamic system, equation of state, ecology, oilfield longevity.

⁴There are two different abbreviations used in the global oil-and-gas practice: EOR (enhanced oil recovery) meaning intensive, forcible methods, and IOR (improved oil recovery) meaning advanced and moderate methods.

Николай Петрович Запивалов

Д.геол.-мин.н., главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, профессор Новосибирского государственного университета и Томского политехнического университета, действительный член РАЕН.

630090, Новосибирск, ул. Правды, 5а, кв.2.
Тел: (383) 333-28-95. Факс: (383) 330-87-33.

Новосибирск: Академическое издательство «Гео». 2005. 207 с.

Индия – путь к большой нефти. 1955–2005

Запивалов Н.П., Павлов Ф.В.



50 лет назад началось активное советско-индийское сотрудничество по нефти и газу, по своей результативности не имеющее аналогов в международной практике. Большая нефть в Индии была найдена благодаря бескорыстной помощи Советского Союза, которая охватывала весь спектр проблем: финансовых, технических и кадровых.

В кратчайшие сроки Индия была поставлена на нефтяную карту мира. Это было сделано вопреки заключениям и мнениям авторитетных иностранных экспертов, которые отвергали возможность открытия большой нефти в Индии. Победа была достигнута в результате трудной борьбы и тяжелой работы. Высокий профессионализм и самоотдача советских нефтяников, самоотверженность и патриотизм индийских специалистов стали залогом этой победы. Ветераны помнят свои совместные дела, свою дружбу. Об этом и написана книга. Особую ее часть составляют воспоминания российских ветеранов.

Примечательно, что одновременно отмечается 50-летие Корпорации по нефти и природному газу (ONGC), становление и развитие которой во многом связано с деятельностью советских специалистов. Нефтегазовая промышленность Индии поражает сегодня динамичностью развития и большими успехами.

В XXI в. начинается новая эра российско-индийского сотрудничества, в том числе по нефти и газу, которая наполнена содержанием, соответствующим новым правилам и законам. Но память о дружбе остается. Мы помним прошлое во имя будущего!

ISBN 5-9747-0004-X

ОСОБЕННОСТИ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КОЛЛЕКТОРОВ УВ ЮРСКОГО НЕФТЕНОСНОГО КОМПЛЕКСА ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В СВЯЗИ С ПРОБЛЕМОЙ ЕГО РАЗРАБОТКИ

Работа посвящена изучению структурной неоднородности сложных пород-коллекторов одного из крупнейших месторождений Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской НГП. По результатам исследований установлено широкое разнообразие структур пустотного пространства пород-коллекторов горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского месторождения, среди которых преобладает нано- и мезопористый тип пустотного пространства и его различные модификации, что требует для оптимальной разработки месторождения использования индивидуальных подходов к разработке отдельных участков месторождений такого типа.

Ключевые слова: месторождение, скважина, породы, типы коллектора, пора, пустотное пространство, регенерация, кластеризация, глинистое вещество, структура.

Тевлинско-Русскинское месторождение, входящее в комплекс Средне-Обской группы месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, является одним из наиболее сложных многоэтажных месторождений региона. Проведенные разведочные работы свидетельствуют, что эта сложность связана с высокой литологической неоднородностью нефтеносных горизонтов, приуроченных как к меловому, так и к юрскому комплексам отложений. При этом неоднородность проявляется как в региональном плане размещения залежей в пределах лицензионной площади, так и в неоднородности строения самих продуктивных горизонтов (Izotov et al., 2010).

В настоящее время рациональная разработка месторождения невозможна без детальной характеристики факторов неоднородности, контролирующей особенности строения и потенциальной нефтеносности продуктивных горизонтов на различных уровнях как в масштабе лицензионной площади, так и в масштабе отдельных тел, локализованных в пределах продуктивных горизонтов (Бружес и др., 2010). Одним из перспективных объектов как в пределах Средне-Обской группы месторождений, так и в пределах лицензионного контура, точнее группы залежей, локализованных в пределах контура, является юрский комплекс отложений и, в первую очередь, горизонт Ю₁ (Sitdikova et al., 2010).

Настоящая работа посвящена детальному изучению литолого-структурных особенностей строения горизонта Ю₁ в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения и выявлению литологических факторов, контролирующей потенциальную нефтеносность этого горизонта с учетом его локальной неоднородности, в том числе неоднородности цементации песчаников продуктивного горизонта, изменчивости его пустотного пространства. Породы-коллекторы изучаемого месторождения относятся к классу сложных, глинистого типа, эффективная разработка которых требует специальных подходов и методов воздействия на продуктивные пласты.

Особенности локализации пустотного пространства в структуре пород-коллекторов определяют наиболее важные параметры нефтенасыщенного горизонта, такие как

их потенциальная емкость в отношении флюидной фазы и степень извлекаемости флюидных фаз из пород-коллекторов. С целью оптимизации коэффициента извлечения нефти (КИН) при использовании активных методов увеличения нефтеизвлечения (МУН), необходимо учитывать воздействие этих методов не только на флюидную фазу пласта, но и на минеральную матрицу системы нефть-коллектор, которая формирует тот или иной тип пустотно-порового пространства продуктивного горизонта, что приводит к сдвигу литолого-геохимического равновесия в системе нефть-коллектор (Sitdikova et al., 2010).

С целью изучения перспектив дальнейшего освоения юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения было проведено изучение структуры пустотно-порового пространства коллекторов горизонта ЮС₁ (васюганская свита). Необходимо отметить, что наряду с особенностями геологического строения резервуаров нефтяных месторождений, определяющую роль в разработке корректной стратегии эффективной эксплуатации месторождения с достижением оптимальных величин КИН имеет именно анализ особенностей строения пустотно-порового пространства коллекторов и минералов их слагающих.

Электронно-микроскопические исследования образцов пород проводились на сканирующем электронном микроскопе системы Philips XL-30 в режиме отраженных электронов с предварительным декорированием препаратов золотом. Было проведено изучение пород-коллекторов горизонта ЮС₁ по ряду скважин, которые характеризуют месторождение в целом.

Проведенные исследования позволили изучить и охарактеризовать особенности строения как пород, так и минеральных агрегатов, формирующих пустотное пространство юрского нефтяного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения. Особенности строения и детали морфологии пустотного пространства определяются следующими литолого-геохимическими факторами:

1. Характер упаковки зерен (распределения в породе минералов обломочно-песчаной фракции).
2. Морфологические особенности породоформирую-

щих обломочных минералов.

3. Взаимоотношение обломочных минералов, слагающих каркас породы и самой цементно-поровой массы.

Изучение этих факторов, отражающих динамические особенности коллектора, позволяет проанализировать литолого-геохимическое равновесие в системе нефть-коллектор и прогнозировать его эволюцию (сдвиг) в ходе разработки месторождения, особенно при использовании активных методов воздействия на пласт (МУН) (Изотов et al., 2010).

Первый рассматриваемый фактор характеризует структурные особенности пород при изучении оптико-микроскопическим методом и свидетельствует о типе цементации коллектора: базальный, поровый и смешанный типы. Второй фактор определяет особенности перестройки структуры коллектора в ходе их постседиментационной (диагенетической, катагенетической) эволюции, что выражается в развитии процессов кластеризации – частичного срастания обломочных зерен коллектора в кластеры (совокупности или сростки нескольких зерен за счет процессов их регенерации).

Под процессом регенерации обломочных зерен понимается процесс кристаллохимического восстановления морфологии и увеличения объема обломочных зерен в ходе диагенетических – катагенетических преобразований породы (Рухин, 1961). Эти процессы были охарактеризованы нами при изучении структурных особенностей коллекторов Волго-Уральской НПП (Изотов, 2005). Важно отметить, что процессы регенерации обломочных зерен приводят к увеличению их размеров, далее к их срастанию и даже образованию плотных, непроницаемых участков (кластеров), положение которых существенно изменяет первичную пустотно-поровую структуру коллектора, изменяет (понижает) их емкостную характеристику и, что особенно важно, изменяет фильтрационные особенности пород.

Процессы регенерации и кластеризации обломочных зерен пород обычно сопровождаются процессами коррозии – разрушения зерен других минералов или цемента породы, которые являются неустойчивыми при диагенетических превращениях (полевые шпаты, биотит, а также кварц). Высвобожденная при коррозии минералов кремниевая кислота идет на регенерационные процессы, (либо) на формирование тонкодисперсных выделений кварца в цементе породы и трансформные преобразования глинистых минералов цемента. Другие элементы (в частности, ионы железа) идут на формирование гидроокисного цемента породы или (в восстановительной среде) на формирование диагенетического пирита. Возникновение последнего часто также приводит к изменению фильтрационных характеристик коллектора, так как кристаллики и сростки кристалликов (фраamboиды) пирита перекрывают поровые каналы породы-коллектора.

Обычно зерна песчаника при базальном и поровом цементе представлены окатанными, либо частично окатанными обломками минералов и горных пород. Зерна кварца вследствие регенерационных процессов приобретают характерные кристаллографические очертания, а зерна полевого шпата становятся округлыми с пористой, явно корродированной поверхностью, при этом остаются межзерновые изолированные и полуизолированные поры. Таким образом, в пределах соседних зерен осуществляется процесс регенерации-коррозии и возникновение класте-

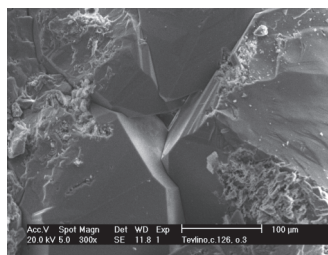


Рис. 1. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 3. Кластерное выделение регенерированных и частично корродированных зерен. Ув. 300х.

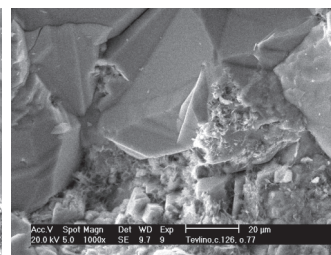


Рис. 2. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 77. Регенерированные кристаллы кварца и мезопористая основная масса (иллит, пластинки хлорита, каолинит). Ув. 1000х.

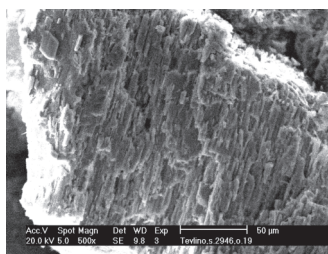


Рис. 3. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 2946, обр. 19. Сильно корродированное, ячеистое зерно полевого шпата. Ув. 500х.

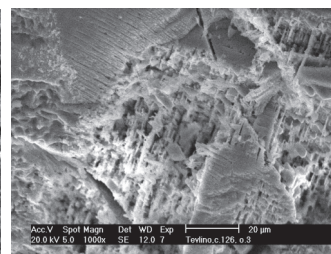


Рис. 4. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 3. Скелетные корродированные кристаллы полевого шпата. Ув. 1000х.

ров (сростков) нескольких зерен (Рис. 1, 2). Срастание нескольких зерен за счет процессов регенерации приводит к общему изменению объема минеральной составляющей породы и возникновению межкластерных пор и межкластерных поровых каналов. Местами процессы коррозии приводят к практически полному растворению обломочных зерен и появлению так называемых «скелетных» минералов (Рис. 3, 4).

Вследствие неравновесных термодинамических условий в объеме коллектора в ходе диагенеза возникает эффект «мозаичного» по Д.С. Коржинскому химического равновесия, когда в пределах одного зерна наблюдаются процессы как коррозии, так и регенерации (Коржинский, 1973). Часто коррозионные процессы приводят практически к полному разложению зерен, что способствует (в микроучастках) увеличению объема пустотного пространства или к появлению «сетчатых» зерен. Возникающие одновременно с коррозией регенерационные процессы приводят к появлению сложных, иногда друзовидных сростков-кластеров зерен кварца, а в отдельных случаях – цеолитов, перекрывающих первичные поровые каналы и создающих новую (диагенетическую) фильтрационную сеть в структуре коллектора (Рис. 5, 6).

В результате коррозионно-регенерационных процессов происходит перестройка структуры коллектора, что меняет основные закономерности процессов аккумуляции – миграции флюидов в системе поровых каналов. Возникающая при этом реконструированная структура породы характеризуется своими особенностями строения. При этом взаимоотношения регенерированного обломочного каркаса породы и перестроенной цементной массы приводят к новому типу коллектора.

Результаты исследований позволяют сделать вывод, что главная особенность миграции – аккумуляции флюидов

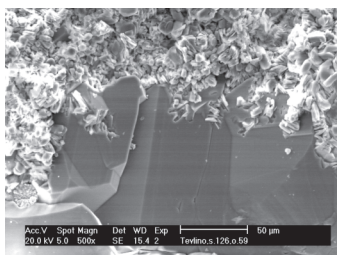


Рис. 5. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 59. Пакеты и пластинки каолинита-хлорита по периферии регенерированных, в верхней части корродированных зерен иллоита. Ув. 500х.

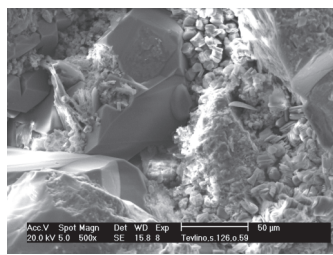


Рис. 6. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 59. Порový канал между регенерированными зёрнами кварца. Глинистая мезопористая масса сложена различно ориентированными пакетами каолинита, чешуйками хлорита. Ув. 500х.

для изучаемого месторождения определяются составом, структурой порового пространства и особенностями локализации именно цементной массы коллекторов месторождений Западно-Сибирской провинции (Панарин и др., 2008), в том числе и коллекторов юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения. В коллекторах юрских нефтеносных горизонтов (горизонты ЮС₁-ЮС₂) наибольшее развитие имеют базальный, поровый и пленочно-межзерновый типы цемента, однако для этих пород характерна микроскопическая пористость, практически неразличимая при стандартных оптико-микроскопических исследованиях, поскольку размер пор меньше толщины шлифа.

Проведенные электронно-микроскопические исследования особенностей структуры цемента коллекторов месторождения свидетельствуют, что цемент пород-коллекторов следует рассматривать со следующих позиций:

1. Структура цемента и пустотного пространства породы по характеру распределения минералов цементной массы коллектора;
2. Степень плотности упаковки тонкодисперсных минералов цемента;
3. Особенности локализации в структуре цементной массы глинистых минералов диагенетического комплекса минералов.

Структура цементной массы по характеру локализации (упаковки) минералов цемента имеет определяющее значение, так как от расположения цементоформирующих минералов зависят его фильтрационно-емкостные свойства. В составе цемента преобладают глинистые минералы, относящиеся к классу слоистых силикатов, и, следовательно, цементообразующие пластинчатые индивиды в зависимости от их взаимного расположения создают цементную массу различной степени компетентности. По характеру расположения пластин и других форм выделения глинистых минералов (Осипов и др., 1989) могут быть выделены следующие виды структур цементной массы:

1. Упорядоченно-пластинчатые (параллельно или волнисто-упорядоченные);
2. Беспорядочно-пластинчатые (структуры карточного домика);
3. Блочно-беспорядочно-пластинчатые (структуры книжного домика);
4. Войлоковидные (нанотрубчатые);
5. Друзовидная.

Упорядоченно-пластинчатые структуры характеризуются параллельным или субпараллельным расположением чешуек глинистых минералов. В структурах такого типа наблюдается плотное налегание чешуек структурообразующих минералов, в частности хлорита, каолинита и иллоита, в участках активного воздействия давления на коллектор при этом возникают субпараллельные – ламинарные структуры, либо в условиях меняющегося давления – волнисто-упорядоченные, волнисто-ламинарные (Рис. 7, 8). При этом волнисто-упорядоченные структуры характеризуются более высокой пористостью за счет отслоения деформированных пластинок в местах перегибов пластин слоистых силикатов.

Беспорядочно-пластинчатые структуры. Как следует из определения, возникают в случаях разориентированного, беспорядочного расположения чешуек глинистых минералов, чаще всего хлорита, каолинита с иллитом. Структуры такого типа в литературе (Осипов и др. 1989; Ситдикова, 2005) носят названия структур типа карточного домика.

Блочно-беспорядочно-пластинчатые структуры. Этот тип структур сформирован пакетами или стопками различных ориентированных глинистых минералов. Такие структуры имеют очень широкое распространение в юрских коллекторах. Обычно они характерны для участков цемента коллектора, сложенных в основном каолинитом (Рис. 9, 10). Очень часто такие участки формируют так называемые глинистые «пробки», то есть отдельные участки, перекрывающие поровые каналы, а иногда и полностью забивающие изолированные поры. Структуры такого типа в литературе характеризуются как структуры книжного домика.

Войлоковидные и игольчатые структуры. Их можно

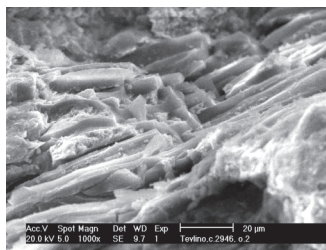


Рис. 7. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 2946, обр. 2. Пластинчатые выделения хлорита в межзерновом пространстве. Ламинарная структура цементной массы. Ув. 1000х.

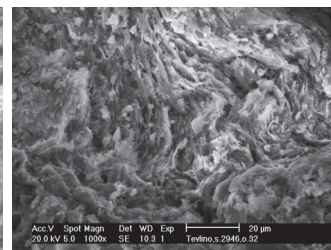


Рис. 8. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 2946, обр. 32. Волнисто-упорядоченная структура упаковки пластинчатых выделений глинистых минералов в межзерновом пространстве. Ув. 1000х

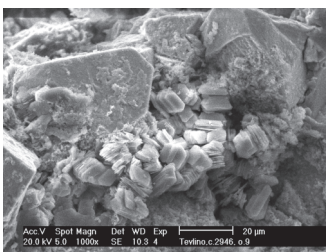


Рис. 9. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 2946, обр. 9. Блочно-беспорядочно-пластинчатая структура, сложенная пакетами каолинита. Ув. 1000х.

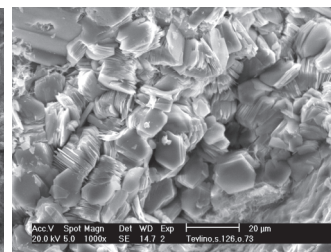


Рис. 10. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 73. Различно ориентированные пакеты каолинита в тонкодисперсной массе. Участками пакеты каолинита деформированы и расщеплены. Ув. 1000х.

отнести к типу наноструктур, поскольку их формирование связано с процессами образования зародышевых форм минералов на наноуровне. В условиях терригенных коллекторов такие войлоковидные и игольчатые формы, а в некоторых случаях и глобулярные характерны как для мелового, так и юрского нефтеносного комплексов Тевлинско-Русскинского месторождения. Такие структуры обычно характеризуются повышенной рыхлостью и потенциальной динамикой.

Друзовидные структуры цементной массы. Структуры такого типа связаны с друзовидными формами выделения жильных минералов цемента по стенкам открытых поровых каналов или микротрещин, обычно представленных кварцем или минералами цеолитовой группы. Они часто встречаются в микротрещинах декомпрессии и характеризуются ориентированным расположением микрокристалликов по стенкам пор и поровых каналов (Рис. 11, 12). Часто друзовидные структуры комбинируются с блочно-беспорядочными и войлоковидными типами, однако в основной своей массе они трассируют трещинные поровые каналы. Иногда друзовидные структуры представлены кальцитом, тонкодисперсным кварцем, декорирующим стенки поровых каналов, но более часто такие структуры представлены минералами группы цеолита (клиноптилолит).

Для пород-коллекторов юрского комплекса была также проведена типизация пор и поровых каналов по размерам пустотного пространства, для которых главным признаком является факт наличия различного типа пустотного пространства. Поскольку породы-коллекторы углеводородов юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения представлены терригенными образованиями, коллекторы этого комплекса являются в основном поровыми и, как свидетельствует визуальное изучение кернового материала, лишь в незначительном объеме – трещинно-поровыми. Проведенные исследования позволяют выделить следующие типы пор по размерам.

Макропоры и микропоры. Среди пор этого типа выделяются кристаллизационные и коррозионные поры. Первые образуются в ходе регенерационных процессов за счет перераспределения вещества и неполной кристаллизации зерен. Такие поры чаще всего изолированные и не имеют существенного влияния на миграционные процессы флюидов. Однако в случае регенерации зерен по периферии участков возникающих кластеров в коллекторе эти поры могут играть существенную роль, создавая специфическую вторичную сеть поровых каналов. Второй тип макро- и микропор связан с коррозионными процессами. Эти процессы активно развиваются как в цементной массе, так и за счет растворения и выноса минерального вещества обломочных зерен. Поры этого типа обычно являются порами открытого типа, формирующими специфическую сеть поровых каналов.

Мезопоры. Поры этой размерности являются основным, наиболее распространенным типом пор в коллекторах юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения. Эти поры имеют условные размеры от 100 нм до 0,001 мм. В большинстве своем поры этого типа соизмеримы с размером индивидов минералов цементной массы пород-коллекторов и формируются за счет неплотной упаковки минералов цемента. Именно эти поры являются наиболее развитым типом пустотного простран-

ства терригенных коллекторов юрско-мелового комплекса Западно-Сибирской провинции (Панарин и др., 2008). Можно утверждать, что именно поры этого типа являются «молекулярными ситами», фильтрующими молекулы легких углеводородов и аккумулирующих тяжелые углеводороды.

Нами также выделяются мезопоры коррозионного типа, возникающие за счет коррозии минералов матрицы, и мезопоры кристаллизационного типа, сформированные в ходе процессов кристаллизации тонкодисперсного цемента. Мезопоры особенно характерны для блочно пластинчатых типов цемента, примеры которого приведены выше.

Наноразмерные поры. Кроме описанных видов пор можно выделить наноразмерные поры, с размерами менее 100 нм, дополняющие и осложняющие разнообразие типов пустотного пространства коллекторов юрского комплекса (Изотов et al., 2008). Наноразмерные поры осложняют описанную выше мезопористую структуру коллектора и связаны с проявлением наноразмерных эффектов при кристаллизации минералов цементной массы. В этом случае можно к наноразмерным порам отнести пустотное пространство, сформированное за счет внутриапакетных трещин расщепления каолиновых деформированных стопок (Рис. 13, 14). Совместно с мезопористым пустотным пространством этот тип играет определяющую роль не только как фактор аккумуляции, но и как фактор сепарации углеводородных систем с определенными параметрами молекулярно-вещного распределения углеводородных молекул – «молекулярные фильтры».

Проведенные исследования позволяют провести районирование площади Тевлинско-Русскинского месторождения по структурным типам пустотного пространства. Так, в пределах южной части Тевлинско-Русскинского ме-

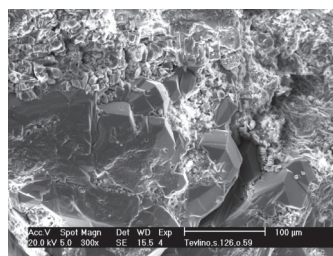


Рис. 11. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 59. Друзовидная структура (в нижней части агрегат регенерированных зерен кварца). В верхней – межзерновые каналы, заполненные глинистой, частично глинисто-карбонатной массой. Ув. 300х.

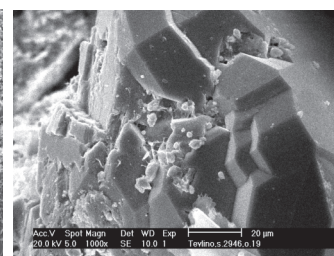


Рис. 12. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 2946, обр. 19. По стенкам пор расположены регенерированные и скульптурированные выделения зерен кварца. 1000х.

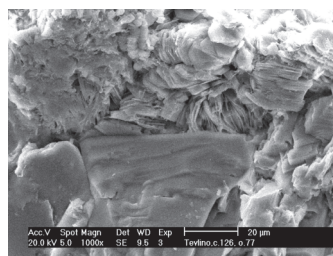


Рис. 13. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 126, обр. 77. Структура деформированных пакетов глинистых минералов, мезопористая среда. Ув. 1000х.

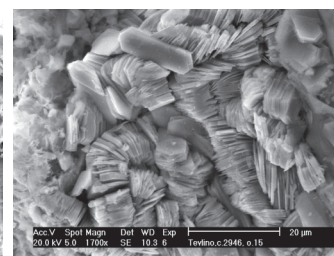


Рис. 14. Тевлинско-Русскинское месторождение, скв. 2946, обр. 15. Расщепленные пакеты каолинита в пустотном пространстве. Ув. 1700х.

сторождения широко представлены структуры тонкодисперсной массы, характеризующиеся повышенной ролью нано-мезопористого пустотного пространства (структура книжного, карточного домика), чередующиеся с относительно плотной упаковкой пластин глинистых минералов (ламинарные, волнисто-ламинарные структуры).

В центральной части месторождения при преобладании в цементе песчаников продуктивного горизонта Ю₁ иллита большее развитие имеют петельчатые нано-мезопористые структуры, а в северной части месторождения мы наблюдаем развитие комбинированных – петельчато-стопчатых структур с развитием как нано-мезопористых, так и микропористых структур.

Проведенные исследования по выявлению и изучению факторов, определяющих комплекс фильтрационно-емкостных свойств пород, в основном горизонта Ю₁ рассматриваемого месторождения, позволяют сделать следующие выводы:

1. Породы-коллекторы юрского нефтеносного комплекса горизонта Ю₁ (васюганская свита) прошли сложные этапы эволюции на стадиях седиментогенеза, раннего и позднего диагенеза, что отражается на минеральном составе пород-коллекторов и, в первую очередь, на их составе, характере упаковки и структуре пустотно-порового пространства, что и определяет основные характеристики фильтрационно-емкостных свойств пласта.

2. По данным детальных структурно-минералогических исследований рассматриваемые породы-коллекторы следует отнести по преобладающим размерам пор и поровых каналов к мезо- и нанопористому размерному типу. Это свидетельствует о том, что законы фильтрации флюидных фаз в таком типе коллектора следует рассматривать не столько по правилам закона Дарси, а с точки зрения капиллярной фильтрации.

3. Отмеченная высокая изменчивость структуры цементной массы пород-коллекторов изучаемого горизонта в пределах месторождения связана с локальными фациально-палеогеографическими условиями седиментации осадков в условиях батиметрически дифференцированного рельефа палеошельфовой зоны северного склона Сургутского свода.

4. Дифференцированность состава и цементной массы коллектора в пределах изученного месторождения требует индивидуального подхода, гибких технологий при определении стратегии разработки месторождения и выборе специфического комплекса МУН для различных участков месторождения с целью достижения оптимального коэффициента извлечения нефти.

Литература

Бружес Л.Н., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю₁ Тевлинско-Русскинского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*. №2(34). 2010. 6-9.

Изотов В.Г. Регенерационные коллекторы Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*. №1(16). 2005. 27-30.

Коржинский Д.С. Теоретические основы анализа парагенезисов минералов. М.: Наука. 1973.

Осипов В.И., Соколов В.Н., Румянцева Н.А. Микроструктура глинистых пород. М.: «Недра». 1989. 211.

Панарин А.Т., Изотов П.В., Аухатов Я.Г. Нано- и мезопористые коллектора месторождений углеводородов северного региона Западной Сибири. *Сб. мат-ов «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья»*. 2008. 230-236.

Рухин Л.Б. Основы литологии. Л.: Гостоптехиздат. 1961. 640.
Ситдикова Л.М. Зоны деструкций кристаллического фундамента Татарского свода. Казань: Изд. Казан. ун-та. 2005. 148.

Izotov V.G., Sitdikova L.M., Bruzhes L.N., Sitdikova E.R. Paleogeographical conditions of formation of upper-jurassic oil-producing deposits of northern slope of Surgut arch (Western Siberia). *Earth Science Frontiers*. Vol. 17. 2010. 274-275.

Izotov, V. G., Sitdikova, L. M., Bruzhes, L. N., Aukhatov, Y. G. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia). *EGU General Assembly. Geophysical Research Abstracts*. Vol.10. EGU2008-A-04611.Vien. Austria. 2008.

Sitdikova L.M., Izotov V.G., Sitdikova E.R., Izotov P.V. Structure features of void space of hydrocarbon reservoirs of Upper-jurassic oil-producing complex of Middle-Ob group of Fields (Western Siberia). *Earth Science Frontiers*. Vol. 17. 2010. 382-383.

V.G. Izotov, L.M. Sitdikova, L.N. Bruzhes, I.F. Talipov. **Structure features of hollow space of hydrocarbon collectors of the Jurassic oil-bearing system of the Tavlinsko-Russkinskoye field in connection with a problem of its exploration.**

This work is devoted to the study of structural heterogeneity of complex reservoir rocks of one of the largest deposits of the Middle Ob group of fields in West Siberian oil and gas province. A wide variety of void space structures of reservoir rocks of J1 horizon of Tavlinsko-Russkinskoye deposit were found according to the results of studies. The nano- and mesoporous type of void space and its various modifications dominate among them. So optimal working-out of the field requires individual approaches to the exploration of special sections of such type deposits.

Keywords: deposit, hole, rock, reservoir type, pore, hollow space, regeneration, clusterization, clay minerals, structure.

Виктор Геннадьевич Изотов

К.геол.-мин.н, доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: оптическая и электронная микроскопия пород-коллекторов, минералогия, литология и фациальный анализ нефтеносных формаций.

Ляля Мирсалиховна Ситдикова

К.геол.-мин.н., Заслуженный геолог Республики Татарстан, Почетный работник высшего и профессионального образования Российской Федерации, доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: петрология, минералогия глубоких горизонтов земной коры, рентгенография и электронная микроскопия наноминеральных комплексов зон деструкций и нефтеносных формаций.

Ильшат Фаргатович Талипов

Соискатель кафедры региональной геологии и полезных ископаемых. Научные интересы: разработка месторождений нефти и газа, литология нефтеносных формаций.

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) Федерального университета. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел/Факс: (843)238-84-71.

Людмила Николаевна Бружес

Заведующий лабораторией литологии и петрографии ООО «КогалымНИПИнефть». Научные интересы: литология нефтеносных формаций, минералогические особенности пород-коллекторов углеводородов.

628481, Россия, Когалым, ул. Дружбы Народов, 15. Тел/Факс: (34667)4-88-35.

Об организации «Кудрявцевских Чтений» – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа

14 декабря 2011 года в ОАО «ЦГЭ» прошло Учредительное собрание по организации и проведению «Кудрявцевских Чтений» – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. По решению Координационного совета председательствующий А.И. Тимурзиев открыл Собрание и выступил с докладом по организации Чтений. Вступительное слово было посвящено краткой биографии и вкладу Н.А. Кудрявцева в создание современной гипотезы неорганического происхождения нефти и газа. Наряду с научным подвигом Н.А. Кудрявцева, была отмечена его активная гражданская позиция и открытая бескомпромиссная борьба с попытками дискредитации и принижения идей неорганического происхождения нефти, его смелая полемика на страницах журналов и Всесоюзных совещаниях по происхождению нефти. Сегодня это вызывает особое чувство гордости, если вспомнить те времена преследования инакомыслия и тоталитарные методы руководства в науке.

На Собрании приняли участие геологи-нефтяники, представители научных, производственных и сервисных организаций, вузовской и академической науки страны: Алексеев В.А., Баталин О.Ю., Вафина Н.Г., Валяев Б.М., Кузин А.М., Муравьев В.В., Муслимов Р.Х., Павленкова Н.И., Пиковский Ю.И., Плотникова И.Н., Сейфуль-Мулюков Р.Б., Тимурзиев А.И., Трофимов В.А., Шляховский В.А. и др. Приветствия по поводу проведения Учредительного собрания Чтений прислали академики Ф.А. Летников и А.А. Маракушев, В.Н. Ларин, М.Н. Смирнова и др. известные ученые.

О проекте «Кудрявцевские Чтения». Проект «Кудрявцевские Чтения» помимо функции организующей площадки для сторонников глубинного генезиса нефти, является элементом научной революции (смены парадигмы), происходящей в геологии нефти и служит созданию альтернативной теории глубинно-фильтрационного генезиса нефти (взамен изжившей себя теории осадочно-миграционного генезиса нефти) как научной основы для реализации в нашей стране государственной программы по поискам глубинной нефти.

Чтения позиционируются как ежегодная Всероссийская научно-практическая конференция, посвященная памяти Н.А. Кудрявцева. Девиз конференции: от теории неорганического синтеза (глубинного генезиса) нефти и газа к технологиям прямых поисков глубинной нефти, вытекает из осознания того, что время дискуссий прошло и пришло время утилизации знаний о глубинном генезисе УВ в методы прогнозирования нефтегазоносности недр и технологии поисков и освоения глубинной нефти. Следует признать, что осознание этой объективной реальности произошло не только среди геологов-нефтяников нашей страны, имеющей вековую историю плюрализма во взглядах на генезис нефти, но и на Западе, отличающемся исключительным консерватизмом и устойчивым неприятным учением о неорганическом происхождении нефти.

Целью конференции является решение триединого вопроса: 1) создание на основе обобщения имеющегося Знания научной теории глубинного происхождения нефти; 2) создание научных методов прогнозирования нефтегазо-

носности недр, оценки перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования недр; 3) разработка новых технологий поисков и освоения глубинной нефти.

Тема первых Чтений: «Глубинная нефть: теория происхождения, методы прогнозирования и технологии поисков», предполагает обсуждение среди ученых и нефтяников нашей страны вопросов текущего состояния теории глубинного происхождения нефти, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти.

Вопрос учредительской и спонсорской поддержки деятельности «Кудрявцевских Чтений» остается открытым и будет решаться по мере информирования геологической общественности и вовлечения в процесс заинтересованных научных организаций и нефтяных компаний. Выбор Учредителей будет напрямую увязываться со спонсорством.

Резолюция Учредительного собрания. Выражая коллективную тревогу текущим состоянием нефтегазовой отрасли в нашей стране, вошедшей с конца прошлого века в глубокий системный кризис, отразившийся не только в падении научного обеспечения геологоразведочных работ, но и в оскудении ресурсной базы и темпов ее воспроизводства, участники Учредительного собрания Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения» постановили.

1. Признать кризисное состояние нефтегазовой отрасли страны, исчерпавшей ресурс своего развития, в том числе благодаря неэффективному научному обеспечению геологоразведочного процесса на основе руководящей осадочно-миграционной теории происхождения нефти.

2. Считать своевременным организацию Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения» в продолжение славных традиций отечественной школы неорганического происхождения нефти на пути возрождения нефтегазовой геологии и создания научного обеспечения геологоразведочных работ нефтяных компаний страны.

3. Поручить Координационному совету Учредительного собрания подготовить предложения по списку секций и списку программного комитета первых «Кудрявцевских Чтений» и их персональному составу.

4. Первую Всероссийскую конференцию по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения» провести 22-24 октября 2012 года в Москве в ЦГЭ.

Приглашаем всех заинтересованных ученых, геологов и нефтяников научных, сервисных и производственных организаций страны принять участие во Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения». Свои пожелания и предложения по организационным вопросам учредительской и спонсорской поддержке можно присылать на электронный адрес: aitimurziev@cge.ru.

*Председатель Программного комитета
Тимурзиев А.И.*

Информация о конференции на сайте: <http://conference.deepoil.ru>



МЕТОД КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГРАВИТАЦИОННОГО И МАГНИТНОГО ПОЛЕЙ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ГЛУБИННЫХ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ

Изложен способ нестандартного подхода к комплексной интерпретации гравитационного и магнитного полей с целью выявления тектонических поднятий в осадочном чехле. Способ заключается в удалении из аномального гравитационного поля составляющей, обусловленной изменением плотности пород, под влиянием флюидизации при тектоно-магматической активизации. Векторная трансформация поля после этой процедуры позволила выявить в гравитационном поле известные тектонические поднятия и очертить прогнозные.

Ключевые слова: гравиметрия, магнитометрия, интерпретация, тектоника, ловушки углеводородов.

Совместная интерпретация гравитационного и магнитного полей в зависимости от конкретной геологической ситуации требует индивидуального подхода. В качестве нестандартного приема интерпретации комплекса потенциальных полей рассматриваются результаты исследований, проведенных на Верещагинской площади (западные районы Пермского края). Применение способа рассмотрено с целью решения актуальной задачи: выделения тектонических поднятий в толще вендских отложений.

Изучаемая территория (примерно 50*60 км) характеризуется подобием структуры гравитационного и магнитного полей (Рис. 1, 2). Аналогия полей несколько нарушается в ее восточной части. Из этого следует, что гравитационное и магнитное поля преимущественно формирует единый источник – плотные магнитные породы. Высокая плотность и намагниченность пород являются результатом наложенных процессов – внедрения интрузии в толщу протерозоя и флюидизации осадочного чехла в период тектоно-магматической активизации в раннем триасе-юрe.

В геологическом отношении площадь расположена на территории Верхнекамской впадины по палеозою и на северном склоне Калтасинского авлакогена по фундаменту. Глубина залегания поверхности фундамента в пределах изучаемой территории изменяется от 3 км на севере до 7 км на юге. Калтасинский авлакоген заполняют рифейские толщи. Породы рифея несут следы интенсивных катагенетических изменений: ожелезнение, стилолитизация, наличие вертикальных трещин и микросбросов. Породы прорваны интрузиями габбро-диабазов. На изучаемой площади магматические породы встречены в скважинах Бородулинская – 1-ОП, Верещагинская – 37.

На размытой поверхности рифея субгоризонтально залегают отложения венда и палеозоя, составляющие осадочный чехол, который имеет дифференцированную по вертикали плотность. Толща венда сложена глинисто-терригенными породами со средней плотностью 2,5-2,57 г/см³ (Новоселицкий и др., 1985). Палеозой представлен слоями карбонатов плотностью 2,66-2,73 г/см³ и глинисто-обломочных пород плотностью 2,38-2,57 г/см³.

Палеозойская часть разреза на Верещагинской площади изучена бурением и сейсморазведкой, здесь выявлены тектонические приразломные валы Верещагинский и Очерский (Рис. 1). Локальные поднятия, осложняющие валы, содержат залежи углеводородов.

Целью данных исследований является прогноз ловушек углеводородов в вендской части разреза по комплексу потенциальных полей. Выбор методики совместной интерпретации гравитационного и магнитного полей определялся ниже перечисленными особенностями геологического строения и развития территории.

1. Площадь расположена в пределах сводовой структурно-фациальной зоны девонско-турнейского этажа, характеризуется отсутствием крупных рифогенных массивов со структурами облекания. Поэтому гравитационное поле свободно от их влияния, прямой эффект от которых в соседних районах может достигать 2,5 мГал.

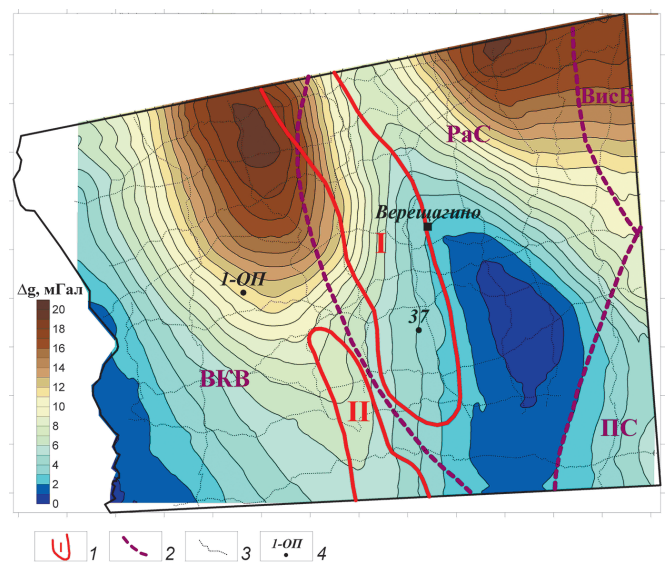


Рис. 1. Карта гравитационного поля Δg Буге. 1 – тектонические валы: I – Верещагинский, II – Очерский; 2 – границы тектонических зон: ВКВ – Верхнекамская впадина, РаС – Ракштинская седловина, ВисВ – Висимская впадина, ПС – Пермский свод; 3 – гравиметрические профили; 4 – скважины.

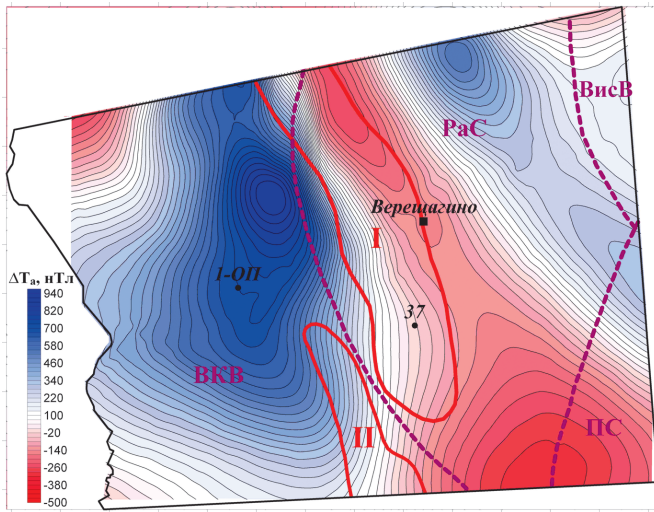


Рис. 2. Карта магнитного поля ΔT_a .

2. Наличие в палеозойской толще тектонических приразломных высокоамплитудных валов. Амплитуда Верещагинского вала в нижней части палеозоя достигает 100 м, по кровле кунгурских сульфатно-карбонатных отложений, на глубине порядка 500 м, составляет 70 м. Ширина валов 5-7 км. Протяженность Верещагинского вала в пределах изучаемой площади 35 км. Северная часть Очерского вала, заходящая в пределы изучаемой площади с юга, имеет длину 15 км.

3. Проявление тектономагматической активизации на востоке Восточно-Европейской платформы в постседиментационный период.

Таким образом, гравитационное поле, создаваемое осадочным чехлом на данной территории, имеет три составляющие.

1. Структурная составляющая – аномалии от неровностей гравиактивных поверхностей – тектонических поднятий. Так, гравиметрическое моделирование показало, что приподнятое положение гравиактивных поверхностей в районе тектонических валов создает положительную аномалию величиной 0,49-0,56 мГал.

2. Деформационная составляющая – вследствие изменения плотности пород при тектонических деформациях. При этом может происходить как уменьшение плотности пород на участках растяжения, так и увеличение плотности пород на участках сжатия.

3. Флюидизационная составляющая – за счет изменения плотности пород осадочного чехла под влиянием глубинных флюидов и повышенной температуры в районах внедрения интрузий, что, вероятно, и привело к синхронному изменению плотности и намагниченности пород на данной территории.

Таким образом, принимая во внимание фактическое подобие гравитационного и магнитного полей можно предположить, что флюидизация привела к увеличению плотности и намагниченности пород осадочного чехла.

Гравиметрические и магнитометрические данные обработаны по программе VECTOR, разработанной в Горном институте УрО РАН. В программе реализован принципиально новый подход при обработке потенциальных полей, основанный на использовании высокой чувствительности векторов полного горизонтального градиента к боковым неоднородностям. Горизонтальные градиенты

вычисляются на основе программной тригонализации профилей с измеренными значениями поля силы тяжести. Трансформации на уровне векторов с процедурой последующего интегрирования (восстановления) поля из градиентов позволяют провести особое детальное разделение аномалий поля как в плане, так и по глубине с привязкой каждого источника аномалий по шкале эффективных глубин. Процедура обработки осуществляется путем «векторного сканирования», под которым понимается разделение полного горизонтального градиента на составляющие в скользящем замкнутом контуре. Результаты представляются в виде плоских (двумерных) трансформант и трехмерных трансформант (куба) поля. Первые отражают эффект слоя, ограниченного парой эффективных глубин, вторые можно считать диаграммами объемного распределения квазиплотности (квазимагнитности) геологической среды (Простолупов и др, 2006).

На фоне высокоградиентного изменения наблюдаемого гравитационного поля (Рис. 1) аномалии от тектоничес-

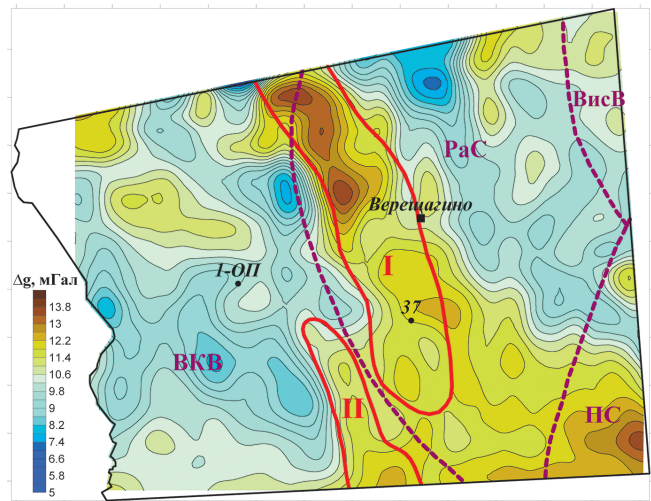


Рис. 3. Трансформанта гравитационного поля после вычитания флюидизационной составляющей для палеозойской части разреза.

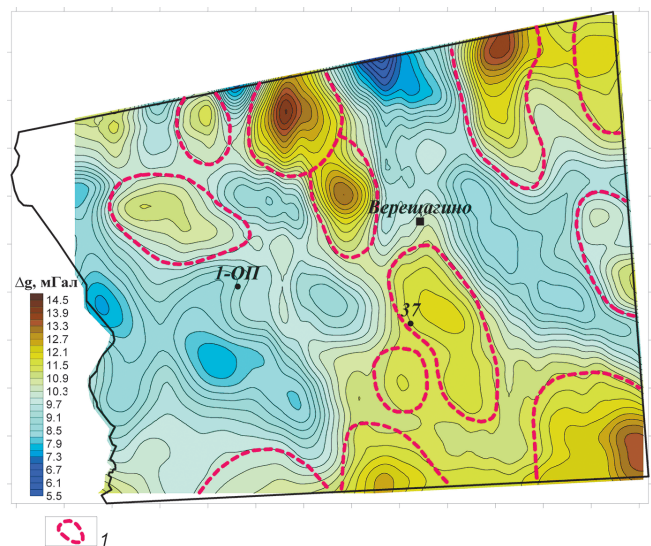


Рис. 4. Трансформанта гравитационного поля после вычитания флюидизационной составляющей для вендской части разреза. 1 – участки, перспективные на выявление тектонических поднятий.

ких валов, определенные решением прямой задачи, визуально не видны. Не проявляются они и в гравитационном поле осадочного чехла, выделенном из наблюдаемого поля при помощи программы VECTOR. В итоге прогноз тектонических структур в осадочном чехле только по гравитационному полю невозможен, т.к. осложняется наличием флюидизационной и деформационной составляющей.

Морфология трансформанты магнитного поля осадочного чехла, полученная также в системе VECTOR, характеризующая его магнитное строение, как и в случае наблюдаемых полей, практически идентична трансформанте, характеризующей плотностное строение.

Из этого следует, что на данной территории большой вклад в гравитационное поле осадочного чехла вносит изменение плотности пород под влиянием флюидизации. Это затушевывает проявление структурного и деформационного факторов. Решение поставленной задачи – выявление по гравитационному полю тектонических поднятий, т.е. выделение положительных аномалий, обусловленных тектоническим и связанным с ним деформационным фактором, раздельно для палеозойского и вендского комплексов, осуществлено следующим образом. Из гравитационного эффекта осадочного чехла вычиталось влияние флюидизационной составляющей плотности. Для этого магнитное поле (Рис. 2) пересчитывалось в псевдогравитационное (формула Пуассона), которое затем вычиталось из гравитационного поля (Рис. 1). Остаточное гравитационное поле, в итоге, содержит влияние структурного фактора и влияние плотностной неоднородности, возникшей за счет деформаций.

В трансформантах остаточного поля без флюидизационной составляющей, рассчитанных в системе VECTOR для палеозойской части осадочного чехла (глубины до 2,4 км), известные крупные тектонические валы (поднятия I и II на Рис. 1-3) отразились отчетливыми положительными аномалиями (Рис. 3).

Эффективность использования данного приема совместной интерпретации гравитационного и магнитного эффектов для палеозойской толщи позволила применить его для изучения вендской части разреза, в интервале глубин от 2,4 до 3,0 км. С этой целью из наблюдаемого гравитационного поля (Рис. 1) также вычтено магнитное поле (Рис. 2), пересчитанное в псевдогравитационное. В остаточном поле для вендской части разреза (Рис. 4) осталось влияние структурного и деформационного факторов. Выделенные положительные аномалии можно считать перспективными на выявление тектонических поднятий в вендской толще.

Применение данной методики совместной интерпретации гравитационного и магнитного полей с целью выявления ловушек углеводородов, заключающейся в удалении из наблюдаемого гравитационного поля влияния флюидизационной составляющей плотности, возможно только в районах, где гравитационное и магнитное поля близки по морфологии и обусловлены влиянием плотных магнитных масс. В этом случае гравитационное поле имеет три составляющие: структурную, деформационную и флюидизационную. Вычитание из наблюдаемого гравитационного поля на основе магнитных данных флюидизационной составляющей позволяет ос-

тавить эффекты со структурными и деформационными составляющими.

Литература

Новоселицкий В.М., Проворов В.М., Шилова А.А. Физические свойства пород осадочного чехла севера Урало-Поволжья. Свердловск: УНЦ АН СССР. 1985. 132.

Простолупов Г.В., Новоселицкий В.М., Конешов В.Н., Щербина Г.П. Об интерпретации гравитационного и магнитного полей на основе трансформации горизонтальных градиентов в системе «VECTOR». *Физика Земли*. 2006. № 6. 90-96.

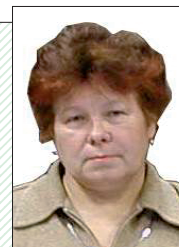
G.P. Scherbinina, G.V. Prostolupov, M.S. Chadayev. **Using gravity and magnetic fields to reveal deep oil-bearing objects.**

We describe a novel approach to complex interpretation of gravitational and magnetic fields with the aim to identify tectonic uplifts in the sedimentary sequence. The essence of the method is to eliminate the component of anomalous gravitational field, which is caused by variations of rock density under the influence of fluidization in the tectonic-magmatic activation. Application of this procedure and subsequent vector transformation of the field allowed to identify the known tectonic uplifts and to delineate prospective areas.

Keywords: gravimetry, magnetometry, interpretation, tectonics, trap hydrocarbons

Галина Прокатьевна Щербина

К. геол.-мин. н., ведущий научный сотрудник. Научные интересы: геологическая интерпретация геофизических данных.



Лаборатория геопотенциальных полей Горного института Уральского отделения РАН.
614007, Пермь, ул. Сибирская, 78А. Тел.: (342)2-44-55-81.

Геннадий Валерьевич Простолупов

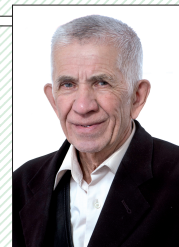
К. техн. н., старший научный сотрудник. Научные интересы: обработка, трансформация и интерпретация геопотенциальных полей.



Лаборатория геопотенциальных полей Горного института Уральского отделения РАН.
614007, Пермь, ул. Сибирская, 78А. Тел.: (342)2-44-55-81.

Михаил Сергеевич Чадаев

Д. техн. н., ведущий научный сотрудник. Научные интересы: обработка и интерпретация гравиразведочных данных.



Лаборатория геопотенциальных полей Горного института Уральского отделения РАН.
614007, Пермь, ул. Сибирская, 78А. Тел.: (342)2-44-55-81.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ЭКСПРЕСС МОДЕЛИРОВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ

В пакете программ «ВОЛНА-М» реализовано двумерное моделирование в лучевом приближении для слоистых моделей, состоящих из однородных упругих слоев с гладкими криволинейными границами. В основе программ моделирования лежит набор процедур, реализующих решение системы уравнений Кнотта-Цёппритца в комплексной области и обеспечивающих корректный расчет коэффициентов отражения, прохождения и конверсии. С помощью пакета программ можно рассчитать амплитуды, годографы волн, а также построить сейсмограммы для заданной совокупности волн.

Ключевые слова: моделирование, сейсморазведка, лучевое приближение, сейсмическое волновое поле.

Введение

В настоящее время в сейсморазведке активно используется моделирование сейсмических волновых полей. Математическое моделирование полей заключается в составлении теоретических моделей, отображающих физическое строение реальных геологических сред, и в расчете волновых полей, соответствующих этим моделям. При этом процесс математического моделирования состоит из нескольких основных этапов (Номоконов, 1990).

На первом этапе формируется теоретическая модель среды, учитывающая всю существенную для решения задачи априорную информацию и в то же время возможно более простая по своему строению. В этом процессе необходим компромисс между стремлением наиболее полно использовать всю имеющуюся априорную информацию и ограниченными возможностями как способов расчета волновых полей, так и применяемых средств вычислительной техники.

На втором этапе необходимо рассчитать волновое поле, причем постановка задачи должна учитывать особенности применяемой аппаратуры и методики сейсморазведочных работ, а точность и детальность решения должны соответствовать как специфике задачи, так и особенностям последующего использования результата.

При интерпретационном моделировании появляется третий этап, заключающийся в сравнении и согласовании результатов моделирования и реальных данных сейсморазведки. На этом этапе возникает необходимость итерационного возвращения к предшествующим этапам, пересмотру или коррекции их результатов. Учитывая то, что многие параметры исходной модели среды (плотности горных пород, скорости упругих волн, особенно поперечных, а также параметры поглощения) чаще всего точно нам не известны, необходимость в итерационной коррекции параметров исходной модели возникает практически всегда.

В рассматриваемом пакете программ «ВОЛНА-М» реализовано двумерное моделирование в лучевом приближении для слоистых моделей, состоящих из однородных упругих жидких или твердых слоев с гладкими криволинейными границами (до 100 слоев), при этом предполагается, что размеры неоднородностей среды значительно больше радиуса зоны Френеля. В основе программ моделирования лежит набор процедур, реализующих численное реше-

ние системы уравнений Кнотта-Цёппритца в комплексной области и обеспечивающих корректный расчет коэффициентов отражения и прохождения, в том числе и для закритических углов падения. Используемый лучевой подход позволяет учитывать образование обменных волн, изменение отражающих свойств границ при наклонном падении волн на них, влияние кривизны границ и волновых фронтов, линейно-зависимое от частоты поглощение волн в среде. Достоинством лучевого метода является и то, что эффекты расхождения, поглощения, кривизны границ и отражения-преломления могут быть учтены по отдельности.

1. Назначение пакета «ВОЛНА-М»

Пакет программ «ВОЛНА-М» разработан на кафедре геофизики геологического факультета Кубанского государственного университета и предназначен для моделирования сейсмических волновых полей на персональных ЭВМ применительно к задачам МОВ и ВСП (Электронный ресурс: <http://volna-m.ru>).

Пакет позволяет выполнять расчеты годографов, амплитудных графиков, лучевых диаграмм одиночных объемных (в том числе обменных) P - и S -волн, а также выполнять построение синтетических сейсмограмм для любых моделей, содержащих до 100 однородных упругих (твердых или жидких) поглощающих слоев с криволинейными в плоскости XOZ непрерывными границами, в том числе и в области закритических углов падения.

Результаты моделирования могут быть использованы для изучения условий формирования обменных и других объемных сейсмических волн на границах раздела упругих слоев, оценки их ожидаемых динамических и кинематических характеристик, а также для выбора рациональной методики полевых работ методами МОВ и ВСП на основе теоретических оценок динамических и кинематических характеристик упругих волн разных типов, полученных в ходе модельных вычислительных экспериментов.

2. Функциональное назначение программ

Пакет программ для моделирования «ВОЛНА-М» обеспечивает выполнение следующих функций:

- задание всех параметров модели среды и параметров расстановки;
- расчет и визуализация годографов (Рис. 1), ампли-

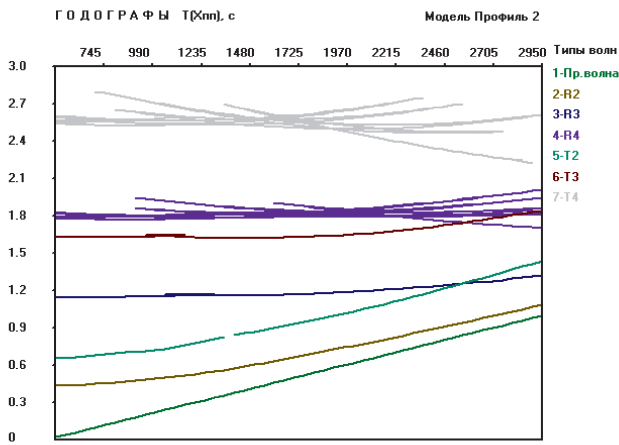


Рис. 1. Годографы волн, рассчитанные для модели «Профиль 2».

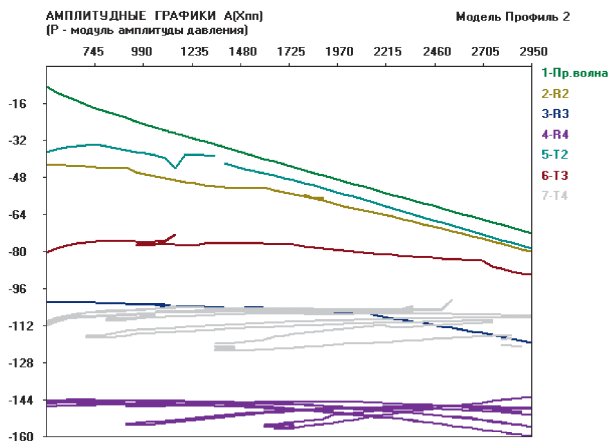


Рис. 2. Амплитудные графики волн, полученные для модели «Профиль 2».

тудных графиков (Рис. 2), лучевых диаграмм (Рис. 3) и поляр одиночных объемных (в том числе любых обменных) *P*- и *S*-волн;

- выбор сигнала источника, параметров фильтрации;
- расчет (в частотной области), построение (во временной области) и визуализация одиночных волн с учетом их расхождения, поглощения, коэффициентов прохождения, отражения и конверсии, в том числе для закритических углов падения;
- построение (во временной области), запись и визуализация синтетических сейсмограмм (Рис. 4), содержащих любую совокупность предварительно рассчитанных объемных *P*- и *S*-волн (в том числе любых обменных, многократных, неполнократных и т.п. – всего до 100 волн).

Построение синтетических сейсмограмм и для МОВ, и для ВСП может быть выполнено как с различными теоретическими импульсами (импульс Берлаге, импульс Риккера, импульс с колокольной огибающей (Рис. 5), затухающая синусоида с любыми параметрами (Номоконов, 1990)), так и с сигналами реальных источников разных типов, экспериментально зарегистрированными в сейсмической полосе частот 0-250 Гц, а также при любых параметрах фильтрации.

3. Краткое описание алгоритмов

Траектории лучей от источника до каждой точки приема любых объемных волн, претерпевающих различное количество актов обмена, преломления и отражения, рассчитываются в соответствии с принципом Ферма по изве-

стным алгоритмам геометрической сейсмологии (Номоконов, 1990; Алексеев и др., 1959).

Расчет годографов основан на определении времен пробега волн вдоль траекторий лучей, найденных из принципов геометрической сейсмологии, и выполняется также в соответствии с известными соотношениями для монотипных и обменных волн (Номоконов, 1990; Алексеев и др., 1959; Бреховских и др., 1989; Шерифф и др., 1987). Так например, для монотипной волны, отраженной от границы *k*-го и *k*+1-го слоев, годограф рассчитывается в соответствии с очевидным соотношением:

$$T_k(X_m) = \sum_{i=1}^k \frac{S_i}{V_i} + \sum_{i=k}^1 \frac{S_i}{V_i}, \quad (1)$$

где *S_i* – часть траектории монотипной волны в *i*-ом слое вдоль луча, выходящего в точку приема *X_m*; *V_i* – скорость монотипной волны в *i*-ом слое.

Расчет амплитудных графиков основан на учете влияния коэффициентов отражения, прохождения и конверсии, а также геометрического расхождения и поглощения волн разных типов при распространении вдоль траекторий лучей, выходящих в заданные точки приема (Номоконов, 1990; Алексеев и др., 1959; Бреховских и др., 1989; Кондратьев, 1986). Рассмотрим расчет амплитудного графика волны, претерпевающей обмен (*S* на *P*) на подошве *j*-го слоя, и отраженной от верхней границы *k*+1 слоя:

$$A(X_m) = (T_P(\frac{1}{2}) \cdot T_P(\frac{2}{3}) \cdot \dots \cdot K_{PS}(\frac{j}{j+1}) \cdot \dots \cdot T_S(\frac{k-1}{k}) \cdot R_S(\frac{k}{k+1}) \cdot T_S(\frac{k-1}{k}) \cdot \dots \cdot T_S(\frac{3}{2}) \cdot T_S(\frac{2}{1})) \cdot \frac{F(\alpha)}{D} \cdot e^{(Sp1 \cdot Dp1 + \dots + Spj \cdot Dpj + Ss(j+1) \cdot Ds(j+1) + \dots + Ss1 \cdot Ds1)}, \quad (2)$$

где *T_P*($\frac{i}{i+1}$) – модуль коэффициента прохождения *P*-волны на границе *i*-го и *i*+1-го слоев; *T_S*($\frac{i}{i+1}$) – модуль коэффициента прохождения *S*-волны на границе *i*-го и *i*+1-го слоев; *K_{PS}*($\frac{j}{j+1}$) – модуль коэффициента конверсии

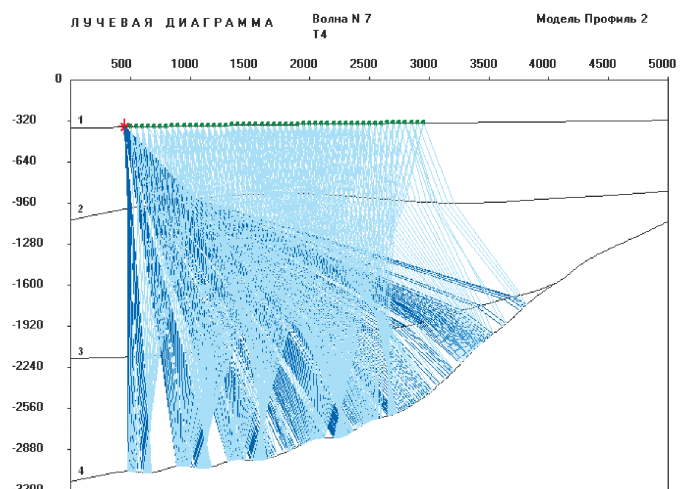


Рис. 3. Лучевая диаграмма для волны, отразившейся с обменом от четвертой границы.

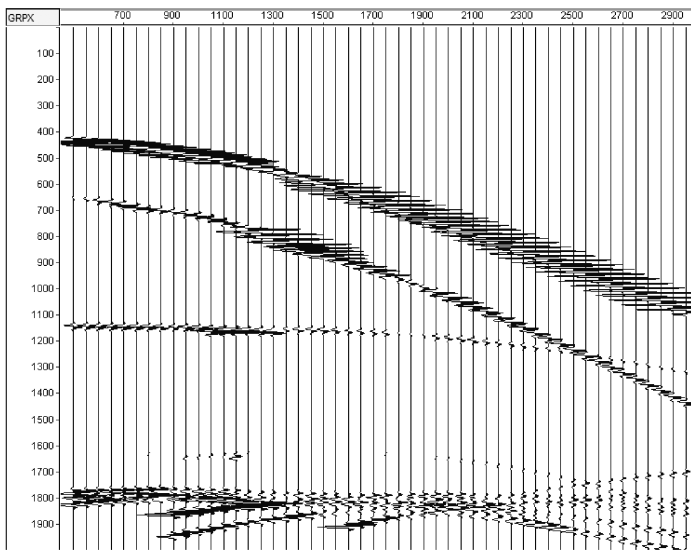


Рис. 4. Сейсмограмма для модели «Профиль 2».

P -волны в S -волну на границе j -го и $j+1$ -го слоев; $R_s \left(\frac{k}{k+1} \right)$

– модуль коэффициента отражения S -волны от границы k -го и $k+1$ -го слоев; Dpi – пластовый коэффициент поглощения P -волны в i -ом слое (на частоте $f = 50$ Гц); Dsi – пластовый коэффициент поглощения S -волны в i -ом слое (на частоте $f = 50$ Гц); Spi – часть траектории P -волны в i -ом слое вдоль луча, выходящего в точку приема X_m (или H_m); Ssi – часть траектории S -волны в i -ом слое вдоль луча, выходящего в точку приема X_m (или H_m); $F(\alpha)$ – характеристика чувствительности сейсмоприемников в функции угла подхода волны α : для сейсмоприемников X -компоненты $F(\alpha) = \sin(\alpha + \varphi)$, для сейсмоприемников Z -компоненты $F(\alpha) = \cos(\alpha + \varphi)$, для приемников давления $F(\alpha) = 1$, для P -волн $\varphi = 0$, для S -волн $\varphi = 90^\circ$; D – коэффициент геометрического расхождения фронта волны при распространении ее вдоль луча, выходящего в точку приема X_m (или H_m).

Коэффициент геометрического расхождения учитывает при этом как влияние кривизны волнового фронта, так и влияние кривизны отражающих (преломляющих) границ и изменение площади поперечного сечения лучевой трубки при прохождении волной границы (Banik et al., 1989; Исакович, 1973).

Расчет волн в программе «ВОЛНА-М» осуществляется в частотной области в соответствии с известными положениями теории распространения упругих волн в многослойной среде с криволинейными границами с учетом поглощения и с учетом изменения формы импульсов при полном внутреннем отражении. Построение сейсмических трасс во временной области при этом осуществляется обратным преобразованием Фурье также в соответствии с алгоритмом БПФ (Бреховских и др., 1989; Бат, 1980). Рассчитанные синтетические сейсмограммы могут быть дополнены нерегулярным шумом с заданными спектральными и амплитудными характеристиками.

Алгоритм расчета коэффициентов прохождения, отражения и конверсии в полном виде был разработан применительно к задаче создания специализированного пакета программ для расчета распределения энергии плоских сейсмических P - и S -волн при падении их на плоскую границу раздела двух упругих сред (Шерифф и др., 1987). В состав этого пакета вошла также и Delphi-программа

RT_WAVE.EXE, в которой реализовано численное решение системы уравнений Цёппритца в комплексной области применительно к следующим случаям:

- P -волна падает из твердого тела на границу раздела с атмосферой;
- S -волна падает из твердого тела на границу раздела с атмосферой;
- P -волна падает на границу раздела двух твердых сред;
- S -волна падает на границу раздела двух твердых сред;
- P -волна падает из жидкости на границу твердого тела;
- P -волна падает из твердого тела на границу раздела с жидкостью;
- S -волна падает из твердого тела на границу раздела с жидкостью.

В программе каждый из этих случаев реализован в виде отдельной процедуры, при этом все они используются при расчете волн и амплитудных графиков для получения коэффициентов конверсии, прохождения или отражения.

Входными параметрами для каждой из этих семи процедур являются плотности и скорости продольных и поперечных (для твердых сред) волн в каждой из двух упругих сред по обе стороны от границы раздела, а также заданный угол падения волны на границу.

4. Практическое применение программы

Применение программы «ВОЛНА-М» наиболее эффективно при решении следующих практических задач:

1. На этапе проектирования полевых работ рациональный выбор параметров системы наблюдений, обеспечивающей наиболее надежное прослеживание целевых волн, может быть выполнен на основе моделирования, по результатам сопоставления годографов и амплитудных графиков целевых волн и волн-помех, полученных для модельного разреза при разных значениях параметров $X_{пв}$, $X_{мин}$, $X_{мах}$ и др. Особенно актуален такой подход при сложной геометрии границ разреза, при работах по технологии многоволновой сейморазведки (МВС), а также применительно к задачам вертикального сейсмического профилирования (ВСП) и особенно его поляризационной модификации ПМ ВСП.

2. Имея данные о рельефе дневной поверхности на линии профиля, а также зная свойства верхней части разреза, полученные при проведении полевых работ, использование программ моделирования дает возможность получения более точных значений статических поправок, которые могут быть использованы при обработке полученных сейморазведочных данных.

3. До проведения полевых работ предварительная оценка ожидаемых AVO-эффектов на границах исследуемого разреза может быть выполнена по модельным сейсмограммам, рассчитанным с использованием выбранных параметров расстановки и априорных сведений о разрезе. Для большей достоверности в оценке динамических характеристик регистрируемых целевых волн при этом следует учитывать и поглощающие свойства горных пород изучаемого разреза.

4. Особый интерес представляет возможность отработки и тестирования на синтетических сейсмограммах, рассчитанных для известного модельного разреза, отдельных, в том числе и нестандартных обрабатывающих процедур, а также оценка эффективности их применения в сравне-

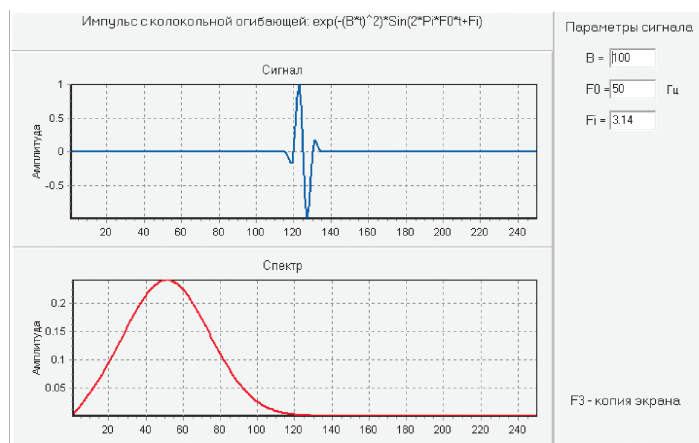


Рис. 5. Теоретический импульс с колокольной огибающей.

нии с известными процедурами стандартных обрабатывающих и интерпретационных пакетов.

Заключение

Несмотря на определенные недостатки и ограничения, лучевой метод, реализованный в пакете программ «ВОЛНА-М», при современных ЭВМ является самым быстродействующим и наиболее эффективным средством для моделирования сейсмических волновых полей в средах, включающих выклинивания, складчатые и т.п. структуры, которые могут быть аппроксимированы слоистыми моделями с непрерывными криволинейными границами. С помощью этих программ достаточно просто просмотреть информацию о каждой волне отдельно, оценивая ее вклад в общую картину, что достаточно сложно сделать в других видах моделирования. Благодаря физической ясности результатов он имеет ведущее значение при расчетах волн, когда размеры неоднородностей среды значительно больше радиуса зоны Френеля. При этом расчеты основаны на определении времен пробега волн вдоль траекторий лучей, найденных из принципов геометрической сейсмологии, и учета влияния геометрического расхождения, коэффициентов отражения, прохождения и конверсии на амплитуды колебаний.

Следует отметить, что результаты расчетов амплитуд довольно критичны к гладкости задания границ модели. Небольшие изменения конфигурации границ, приводящие к локальным флуктуациям вторых производных времен на поверхности, создают значительные локальные аномалии амплитуд, практически не влияя на времена прихода волн. В ряде случаев необоснованные необходимостью усложнения конфигурации границ модели среды могут приводить к резкому усложнению волновой картины, к появлению точек возврата и соответствующих им петель на годографах рассчитываемых волн. Поэтому при формировании моделей следует внимательно и очень обоснованно уменьшать размеры неоднородностей криволинейных границ модели среды, всегда соотнося их с размерами зоны Френеля.

Оценивая перспективы дальнейшего совершенствования этого пакета необходимо наметить следующие возможные направления работы:

- расчет синтетических сейсмограмм может быть выполнен для некоторых специфических случаев (донная приемная коса, источник в виде направленной интерференционной излучающей системы и т.п.);

- существующий набор корректно синтезируемых волн может быть дополнен поверхностными и головными *P*- и *S*-волнами;

- разработка варианта программы моделирования для метода «Вибросейс».

В настоящее время ведется разработка новой версии пакета, в которой будет реализована задача моделирования для случая частотно-зависимых коэффициентов отражения-преломления на границе линейно-неупругих сред.

Литература

Алексеев А.С., Гельчинский Б.Я.. О лучевом методе вычисления полей волн в случае неоднородных сред с криволинейными границами раздела. Под ред. Г.И. Петрашеня. *Сб. мат-ов: «Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн»*. Вып. 3. 1959. 107-160.

Бат М. Спектральный анализ в геофизике. М.: Недра. 1980. 535.

Бреховских Л.М., Годин О.А. Акустика слоистых сред. М. 1989. 416.

Исакович М.А. Общая акустика. М. 1973. 495.

Кондратьев О.К. Сейсмические волны в поглощающих средах. М. 1986. 176.

Сейсморазведка: справочник геофизика. Под ред. В.П. Номоконова. М. 1990.

Шерифф Р., Гелдарт. М. Сейсморазведка. М. Мир. 1987.

Электронный ресурс: <http://volna-m.ru>.

Banik N.C., Lerche I., Shuey R.T. Offset dependent amplitudes: effects of wavefront and reflector curvature in homogeneous and layered media. *Pure and Applied Geophysics*. Vol. 130. N1. 1989. 100-125.

I.A. Gontarenko, V.I. Gulenko. Software for prompt modeling of seismic wave fields.

We present a new software package («Volna-M») for a 2D ray approximation seismic modeling in stratified models, which consist of homogenous elastic layers with curvilinear smooth boundaries. Solution of full Knott-Zoeppritz equations in complex domain enables correct calculation of reflection, transmission and conversion coefficients. Thus, for a given set of waves, amplitudes, travel-time curves and synthetic seismograms can be determined.

Key words: modeling, seismic, ray approximation, seismic wave field.

Игорь Александрович Гонтаренко

Аспирант кафедры геофизики Кубанского государственного университета. Научные интересы: моделирование сейсмических волновых полей.

350 040, Краснодар, ул. Ставропольская, 149.
Тел.: (903) 451-30-65.



Владимир Иванович Гуленко

Д.тех.н., профессор кафедры геофизики Кубанского государственного университета. Научные интересы: моделирование сейсмических волновых полей, техника и технологии морской сейсморазведки, морские сейсмические источники, инженерная геофизика.

350040, Краснодар, ул. Ставропольская, 149.
Тел.: (861) 219-96-34.



СРАВНИТЕЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ АТОМОВ БЛАГОРОДНЫХ МЕТАЛЛОВ В ГРАФИТОВЫХ СЛАНЦАХ

Теоретический подход, основанный на квантовой механике, применен к рассмотрению процессов диффузии атомов благородных металлов (платины, палладия и золота) и их накопления в графите. Показано, что атомы платины и палладия могут легко мигрировать по графиту. Они могут закрепляться на структурных дефектах и накапливаться, притягиваясь друг к другу, формируя плоские кластеры. Атомы золота не проникают внутрь слоев графита, а связываются на краях разломов графита, формируя трехмерные частицы.

Ключевые слова: благородные металлы, графит, сланцы, наночастицы, накопление, моделирование.

Введение

В последние годы на юге Дальнего Востока России обнаружен новый тип золото-платиноидной минерализации, приуроченный к графитизированным породам позднекембрийского-раннепалеозойского возраста, имеющим большую площадную распространенность в Приморском и Хабаровском краях. Указанные породы содержат до 20% и более углерода в виде графита, сульфиды в них практически отсутствуют. Этим они значительно отличаются от сходных и хорошо изученных черносланцевых месторождений (Мурунтау, Наталка, Сухой Лог и др.), содержащих углерод в виде органических соединений и включающих благородные металлы в самородной форме в ассоциации с сульфидами и кварцем.

Методом окислительного фторирования с последующим анализом на ИСП-АЭС определен широкий спектр благородных металлов в рудах изученных объектов: Au – 0,021-3,57, Ag – 0,2-4,41, Pt – 0,04-3,56, Pd – 0,02-0,55, Ir – 0,002-0,055, Os – 0,011-0,09, Ru – 0,007-0,2, Rh – 0,001-0,74 г/т. Физические методы анализа (ионная масс-спектрометрия и нейтронно-активационный анализ), не требующие химпробоподготовки, показали в тех же пробах более высокие концентрации: Au – до 17,8, Pt – до 18,55, Pd – до 6,67 г/т. Эта разница отражает существенные потери благородных металлов при термическом разложении графитосодержащих проб в результате эмиссии летучих металлоорганических соединений.

Принципиальная новизна этого типа руд заключается в том, что они содержат значительные количества благородных металлов на уровне промышленного содержания, образующие металлоорганические кластеры, входящие в состав графита на наноуровне. Рассеянная атомарно-молекулярная минерализация может формироваться как при метаморфизме осадочных пород обогащенных благородными металлами насыщенными углеродом, так и при графитизации уже сформированных сланцев. Наложение последующих метаморфических процессов приводит к образованию самородных видимых форм золота и платиноидов (Ханчук и др., 2004; 2007; 2010).

Решение проблемы концентрирования благородных металлов и их извлечения из высокоуглеродистых образований оживит интерес к месторождениям графита, широко распространенным на территории России. В конечном итоге реализация указанных исследований позволит пере-

вести золото-платиноидно-графитоносные руды в разряд потенциально-промышленных источников благородных металлов XXI века. Однако до сих пор нет ясности о самой природе появления золота и платиноидов в углеродных минералах и механизмах его накопления. Данная проблема касается поведения вещества на атомарном и наночастичном уровне, поэтому для ее решения необходимо привлечение аппарата квантовой механики, а именно квантово-механического компьютерного моделирования.

В последние годы появился ряд работ по атомно-масштабному рассмотрению золота, платины и других благородных металлов в контакте с углеродными материалами методами квантовой механики. Однако эти работы преимущественно касаются лишь таких форм углерода, как нанотрубки, графены, и они направлены на решение каталитических задач и задач нанoeлектроники. Природные углеродсодержащие минералы весьма сильно отличаются друг от друга по структуре, что обусловлено как различием в условиях их формирования, так и различным сочетанием примесей и инородных веществ. Однако, поскольку самой устойчивой распространенной формой углерода является графит, то те или иные фрагменты графита входят в структуру всех углеродных минералов. Поэтому в качестве первого приближения естественно рассмотреть поведение благородных металлов в графите.

Проблеме взаимодействия благородных металлов с графитом на квантовом уровне, посвящена недавняя работа (Медков и др., 2010). В ней методом квантовой химии исследовано взаимодействие модельных кластеров золота, платины и серебра (размером от двух до четырех атомов) с графеновыми фрагментами. В указанной работе не удалось получить надежных количественных данных по энергии взаимодействия благородных металлов с графитом, однако качественно установлено, что механизм взаимодействия металлических кластеров платины с модельными графенами существенно отличается от такового для золота и серебра. В целом, результаты моделирования, проведенного в этой работе, не позволяют утверждать, что в межплоскостных пространствах графита могут содержаться частицы золота и серебра. Что касается платины, то энергия ее взаимодействия оказалась выше, чем у золота и серебра, однако авторы делают вывод о необходимости проведения более точных расчетов для выяснения возможности существования в межслоевом пространстве графита

кластеров платины. Именно этой задаче посвящена в основном наша работа.

Метод и детали моделирования

Как известно, графит состоит из сдвинутых относительно друг друга графеновых слоев, находящихся на равновесном расстоянии 0,335 нм так, что слои повторяются через 0,67 нм.

Рассмотрение поведения атомов металлов внутри графита было изучено нами с помощью методов теории функционала электронной плотности (Hohenberg & Kohn, 1964; Kohn & Sham, 1965; Perdew & Wang, 1986) и псевдопотенциала (Cohen & Heine, 1970), реализованных в программном пакете FHI96 md (Beckstedte et al., 1977). Псевдопотенциалы углерода, золота, платины и палладия были вычислены с помощью программного пакета FHI98PP (Fuchs & Scheffler, 1999) и были протестированы на правильное описание их кристаллических решеток и упругих свойств.

Для изучения диффузии атомов металлов и их кластеризации мы использовали суперячейку графита, содержащую три графеновых слоя с 12 гексагоновыми кольцами в каждом. Таким образом, межслойные графитовые пространство с атомами металла в нем отделялось от таких же соседних пространств пустыми межслойными пространствами (Рис. 2).

Энергия связывания атома металла с графитом E_{bind} вычислялась по формуле:

$$E_{bind} = E_{tot} - E_{graphite} - E_{atom}$$

где E_{tot} – полная энергия системы, $E_{graphite}$ – энергия графита, E_{atom} – энергия одиночного атома металла. Для изучения диффузии атомов вдоль слоев графита были вычислены их энергии связи в позициях А, В, А* и А (Рис. 1), а также в точках между ними, как указано пунктирной линией.

Поведение платины

Расчеты показали, что энергия связи одиночного атома платины отрицательна во всех точках линии А-В-А*-А, и ее максимальное (по абсолютной величине) значение, достигаемое в точке А, равно 1,82 эВ, что сопоставимо с энергией связи атома Pt ($E_{bind} = 2,45$ эВ) с поверхностью графена, вычисленной сходным методом (Ishii et al., 2008). Энергетика движения атома Pt по пути А-В-А*-А представлена на рис. 3. Видно, что величина энергии активации диффузии атома платины в графите равна 0,20 эВ, что хорошо коррелирует с величиной 0,18 эВ, полученной для диффузии платины по поверхности графена (Ishii et al., 2008).

Таким образом, одиночный атом платины может легко перемещаться по межслоевым пространствам бездефектного графита даже при

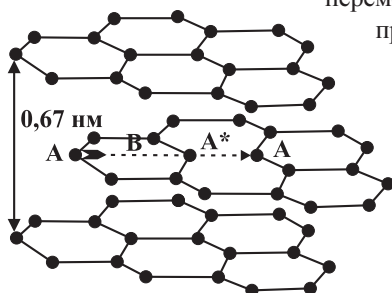


Рис. 1. Расположение атомов углерода в графите. Пунктиром показан путь диффузии атома металла из одной эквивалентной позиции в другую.

пространствам бездефектного графита даже при

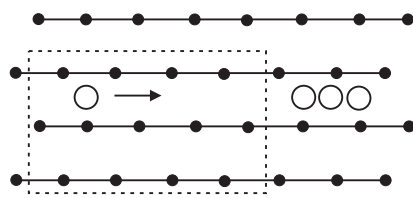


Рис. 2. Схема суперячейки, использованная для моделирования поведения атомов благородного металла в графите. Белый кружок – атом металла.

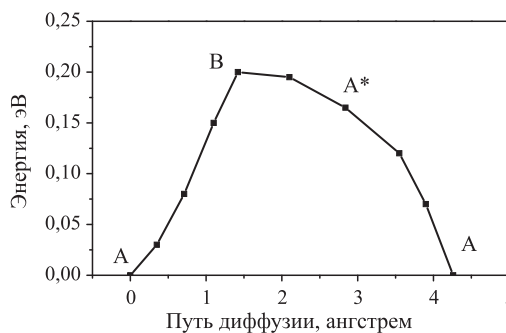


Рис. 3. Энергетика движения атома платины в графите. Буквы соответствуют позициям, обозначенным на рис. 1.

комнатной температуре и примерно с одинаковой вероятностью может находиться в любом его месте. Однако в природных минералах имеется множество дефектов, которые могут играть роль ловушек. Простейшим из таких дефектов является вакансия – отсутствие в слое графена одного атома углерода. Расчет показывает, что углеродная вакансия действительно захватывает атом платины. Его энергия связи оказывается весьма большой и составляет 7,85 эВ, что превышает энергию когезии металлической платины: экспериментальное значение равно 5,84 эВ (Kittel, 1986), наш расчет дает 6,16 эВ. Энергия связи атома платины с графитом сопоставима даже с энергией когезии графита, расчетная величина которой равна 8,74 эВ (Zavodinsky, 2006), а экспериментальная – 7,37 эВ (Kittel, 1986). Попавший в такую ловушку атом не может мигрировать даже при повышенных температурах, во всяком случае при тех, при которых графит еще остается стабильным. Такой связанный атом может играть роль центра зародышеобразования для формирования наночастиц платины. Если вблизи атома платины, захваченного вакансионным дефектом, поместить второй атом, то между ними возникает притяжение. Расчет показывает, что энергия связи, приходящаяся на один атом, составляет при этом 2,4 эВ, а равновесное расстояние между атомами платины равно 0,26 нм. Для сравнения укажем, что в свободном двухатомном кластере платины межатомное расстояние равно 0,24 нм, а энергия связи 1,65 эВ (Yang et al., 1997). В металлической платине расстояние между соседними атомами равно 0,277 нм, а энергия связи 5,84 эВ (Kittel, 1986).

При добавлении третьего атома (в случае, когда три атома образуют треугольник (Рис. 4) средняя энергия связи уменьшается до 4,02 эВ. При этом равновесные расстояния второго и третьего атома от первого равны 0,278 нм, а друг от друга они отстоят на 0,30 нм. Расчет для свободного трехатомного кластера дает энергию связи 2,4 эВ, а все длины связей равны 0,278 нм (Yang et al., 1997).

Таким образом, при закреплении одного атома платины на вакансионном дефекте графита вокруг него может формироваться кластер (а затем и наночастица), геометрические и энергетические параметры которого близки к параметрам соответствующего свободного кластера платины.

Однако энергия связи, приходящаяся на один атом металла, уменьшается с ростом частицы, поэтому атомам платины оказывается выгоднее поодиночке связываться со всеми дефектами графита. При этом, рост частиц ограничен межслоевым пространством графита, и формирование трехмерных микрочастиц платины весьма затруднительно.

Однако в природных графитах в большом количестве имеются и более сложные дефекты,

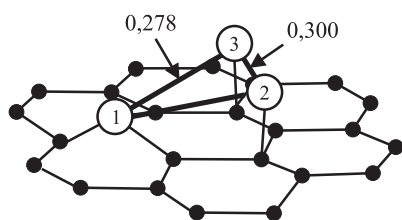


Рис. 4. Схема расположения атомов в трехатомном кластере платины в графите, 1) атом, захваченный углеродной вакансией, 2) и 3) атомы, связанные с закрепленным на вакансии атомом. Показан только один слой графита, расстояния приведены в нанометрах.

вакансии атомом. Показан только один слой графита, расстояния приведены в нанометрах.

чем одиночные углеродные вакансии. Типичным дефектом является разлом графенового слоя или нескольких слоев, когда атомы металла могут взаимодействовать сразу с несколькими атомами углерода, имеющими ненасыщенные ковалентные связи. Разломы графеновых слоев могут граничить с пустотами (порами) и служить местами возможного формирования микрочастиц металла.

Расчеты показывают, что одиночный атом платины связывается граничным атомом графенового разлома с энергией 5,10 эВ, два атома – с энергией 5,61 эВ (на атом), четыре атома – со средней энергией 5,30 эВ. Во всех этих случаях энергия связи, приходящаяся на атом платины, существенно меньше энергии связи (7,85 эВ) с точечным дефектом вакансионного типа. То есть платине выгоднее находиться в межслоевых пространствах графита, нежели накапливаться на краях графитовых разломов.

Поведение золота

В отличие от платины, золото не обладает способностью проникать в межслоевые пространства бездефектного графита. Для помещения туда одного атома золота необходимо затратить энергию 1,87 эВ. (Естественно, при этом нет смысла рассматривать процесс диффузии.) При наличии в графите вакансионного дефекта атом золота может с ним связаться с энергией 2,6 эВ, однако накопление золота вблизи таких дефектов практически невозможно, т.к. для этого атомы золота должны предварительно попасть в бездефектное межслоевое пространство, преодолев барьер высотой 1,87 эВ.

Что касается взаимодействия с краевыми атомами графитовых разломов, то одиночный атом золота связывается с энергией 3,08 эВ, два атома – с энергией 3,13 эВ (на атом), четыре атома – со средней энергией 3,23 эВ. Во всех этих случаях энергия связи, приходящаяся на атом золота, превышает энергию связи (2,6 эВ) атома золота с точечным дефектом вакансионного типа. Т.е. золоту выгоднее накапливаться на краях графитовых частиц, нежели в межслоевых пространствах. Более того, учитывая, что случай «четыре атома» отвечает конфигурации, в которой четвертый атом золота связан только с атомами Au и не имеет прямых Au-C связей, можно заключить, что разрастание металлических частиц золота, закрепленных на краях графитовых частиц, выгоднее, чем распределение золота по этим краям в атомарном виде.

Поведение палладия

Случай палладия является промежуточным между случаями платины и золота. Расчетная энергия связи одиночного атома палладия внутри бездефектного графита равна 0,4 эВ, высота диффузионного барьера – 0,38 эВ. С вакансионным дефектом одиночный атом палладия связывается с энергией 5,36 эВ, два атома – с энергией 3,93 эВ

(на атом), три атома – 3,75 эВ. С атомами углерода на краях графитовых разломов одиночный атом палладия связывается с энергией 4,4 эВ, два атома – с энергией 3,95 эВ, три атома – с энергией 3,77 эВ. Четвертый атом связывается уже с первыми тремя, образуя металлическую связь. Средняя энергия связи при этом равна 3,1 эВ на атом. Таким образом, палладий, как и платина (в отличие от золота), с большей вероятностью проникает внутрь графита, фиксируясь на его внутренних дефектах в виде одиночных атомов либо малых плоских кластеров, чем образует трехмерные кластеры на краях графитовых разломов.

Влияние кремния

Природные сланцы, как правило, содержат кремний, который может входить в них в различных видах, в том числе и в виде примеси замещения в графите. Наши расчеты показывают, что атом кремния связывается с углеродной вакансией в графите с энергией 8,7 эВ, что практически совпадает с расчетной энергией связи атома углерода (указанной выше) и существенно превосходит энергию связи атома платины, не говоря уже о палладии и тем более золоте. Т.е. свободный кремний может заполнять дефекты графита, не давая атомам благородных металлов аккумулироваться на них. Однако сами атомы кремния, будучи примесями замещения в графите, способны притягивать к себе благородные металлы. В частности, атом платины притягивается к примесному атому кремния с энергией 2,15 эВ, а атом палладия – с энергией 0,58 эВ. Золото же от кремния отталкивается с энергией 2,64 эВ.

Заключение

Квантово-механические расчеты показывают, что атомы платины и палладия могут мигрировать по графиту даже при комнатных температурах. Они могут закрепляться на структурных дефектах и накапливаться, притягиваясь друг к другу, формируя плоские кластеры. Атомы золота не проникают внутрь слоев графита, а связываются на краях разломов графита, формируя трехмерные частицы. Большие величины энергий связи благородных металлов с дефектами графита обуславливают трудности их извлечения из сланцев стандартными методами и требуют поиска новых, нетрадиционных подходов. Учитывая, что примеси кремния в графите понижают энергии связи атомов благородных металлов, добавление кремния в сланцы может оказаться одним из способов решения этой задачи.

Литература

- Медков М.А., Ханчук А.И., Войт А.В., Плюснина Л.П., Молчанов В.П., Медведев Е.И. Квантово-химическое исследование взаимодействия кластеров и с фрагментами графенов, моделирующих структуру графита. *Доклады РАН*. 434. №4. 2010. 518-521.
- Ханчук А.И., Плюснина Л.П., Молчанов В.П. Первые данные о золото-платиноидном оруденении в углеродистых породах Ханкайского массива и прогноз крупного месторождения благородных металлов в Приморском крае. *Доклады РАН*. 397. №4. 2004. 524-529.
- Ханчук А.И., Плюснина Л.П., Молчанов В.П., Медведев Е.И. Благородные металлы в высокоуглеродистых метаморфических породах Ханкайского террейна, Приморье. *Тихоокеанская геология*. 26. 2007. № 1. 70-80.
- Ханчук А.И., Плюснина Л.П., Молчанов В.П., Медведев Е.И. Углеродизация и геохимическая специализация графитоносных пород северной части Ханкайского террейна, Приморье. *Геохимия*. 2010. № 2. 115-125.
- Ханчук А.И., Диденко А.Н., Рассказов И.Ю., Бердников Н.В., Александрова Т.Н. Графитовые сланцы как перспективный источник

ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ВОЛН. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНОГО И ПОЛЕВОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

В статье приводятся результаты лабораторных исследований интерференции температурных волн, которые используются для интерпретации особенностей термограмм скважин. Установлено, что температурные волны при наложении интерферируют аналогично электромагнитным и акустическим волнам, что может послужить основой для характеристики источников тепла и их пространственного распределения в земных недрах.

Ключевые слова: температурные волны, интерференция, биения, температуропроводность, термограммы скважин.

Температурные волны – периодические изменения распределения температуры в среде, связанные с периодическими колебаниями плотности тепловых потоков, поступающих в среду. Они несут в себе информацию о тепловых свойствах вещества и характере порождающих их процессов.

Наряду с акустическими и электромагнитными волнами температурные волны широко используются для зондирования тепловых свойств вещества и исследования различных явлений, связанных выделением или поглощением тепла (Филиппов, 1984; Шкловер, 1961).

Для однородной среды, теплопроводность которой не зависит от температуры, решение уравнения теплопроводности при граничном условии $T_{x=0} = T_0 \cos \omega t$, имеет вид (Лыков, Берковский, 1974):

$$T = T_0 \exp\left(-\sqrt{\frac{\omega}{2\chi}} x\right) \cos\left(\omega t - \sqrt{\frac{\omega}{2\chi}} x\right), \quad (1)$$

где χ – коэффициент температуропроводности среды, ω – частота колебаний температуры на поверхности. Возмущения в среде, описываемые уравнением (1), представляя собой температурную волну. В каждой точке простран-

Окончание статьи В.Г. Заводинского, Е.А. Михайленко, А.И. Ханчука «Сравнительное моделирование поведения атомов благородных металлов в графитовых сланцах»

ник благородных металлов на Дальнем Востоке России. *Вестник Дальневосточного отделения РАН.* №3. 2010. 3-12.

Beckstedte M., Kley A., Neugebauer J., Scheffler M. Density functional theory calculations for poly-atomic systems: electronic structure, static and elastic properties and ab initio molecular dynamics. *Comp. Phys. Commun.* 107. 1997. 187-205.

Cohen M.L., Heine V. Pseudopotential theory of cohesion and structure. *Solid State Physics.* 24. 1970. 38-249.

Fuchs M., Scheffler M.. Ab initio pseudopotentials for electronic structure calculations of poly-atomic systems using density functional theory. *Comp. Phys. Commun.* 119. 1999.67-165.

Hohenberg H., Kohn W. Inhomogeneous Electron Gas. *Phys. Rev.* 136. 1964. B864-B871.

Ishii A., Yamamoto M., Asano H., Fujiwara K. DFT calculation for adatom adsorption on graphene sheet as a prototype of carbon nano tube functionalization. *Journal of Physics: Conference Series.* 100. 2008. 052087-052090.

Kittel C. Introduction to Solid State Physics. 6th ed. Wiley, New York. 1986.

Kohn W., Sham J.L. Self-Consistent Equations Including Exchange and Correlation Effects. *Phys. Rev.* 140. 1965. A1 133-A1138.

Perdew J.P., Wang Y. Accurate and simple density functional for the electronic exchange energy. *Phys. Rev. B.* 33. 1986. 8800-8802.

Yang S.H., Drabold D.A., Adams J.B., Ordejon P., Glassford K.J. *Phys: Condens. Matter.* 9. 1997. L39-L45.

Zavodinsky V.G. Ab initio simulation of diamond epitaxial growth on copper. *Comp. Mater. Set* 36. 2006. 139-142.

with structure defects and attract each other, forming plate clusters. Gold atoms do not penetrate into graphite layers but link with edges of the graphite breaks, forming three-dimensional particles.

Keywords: noble metals, graphite, shales, nanoparticles, accumulation, simulation.

Виктор Григорьевич Заводинский

Д.физ.-мат.н., профессор. Директор Института материаловедения ХНЦ ДВО РАН. Научные интересы: материаловедение, физика конденсированного состояния, нанотехнологии, моделирование процессов и систем на атомном уровне.

Елена Альбертовна Михайленко

К.физ.-мат.н., научный сотрудник Института материаловедения ХНЦ ДВО РАН. Научные интересы: материаловедение, физика конденсированного состояния, моделирование процессов и систем на атомном уровне.

680042 Хабаровский край, Хабаровск, ул. Тихоокеанская 153. Тел.: (4212) 226-956.

Александр Иванович Ханчук

Д.геол.-мин.н., академик РАН, директор Дальневосточного геологического института ДВО РАН. Научные интересы: геология и металлогения Тихоокеанского сегмента Земли, благородные металлы в графитизированных породах.

690022 Приморский край, Владивосток, просп. 100 летия Владивостока, д. 159. Тел.: (4232) 318-323.

V.G. Zavodinsky, E.A. Mikhailenko, A.I. Khanchuk.
Comparative simulation of the noble metal atoms behaviors in graphite shales.

A theoretical approach based on quantum mechanics is applied to study diffusion processes of the noble metal atoms (platinum, palladium and gold) and their accumulation in graphite. It is shown that platinum and palladium atoms can easily migrate within graphite. They can link

ства температура T совершает гармонические колебания во времени с одним и тем же периодом $\tau = 2\pi/\omega$. Фаза этих колебаний меняется от точки к точке. Плоскость равной фазы $\omega t - \sqrt{\omega/2\chi}x = const$ параллельна поверхности среды и перемещается в направлении оси x со скоростью v :

$$v = dx/dt = \sqrt{2\chi\omega} = \frac{4\pi\chi}{\lambda}. \quad (2)$$

Температурная волна испытывает сильное затухание при распространении. Для волны характерна значительная дисперсия – зависимость скорости распространения от частоты. Чем больше частота колебаний, тем быстрее температурная волна распространяется и затухает на меньших расстояниях.

В соответствии с принципом суперпозиции волн, в случае сложения двух волн $A_1 \cdot \cos(\omega t - kx_1)$ и $A_2 \cdot \cos(\omega t - kx_2)$ с одинаковыми частотами ω амплитуда результирующей волны равна (Иродов, 1999):

$$A^2 = A_1^2 + A_2^2 + 2 A_1 A_2 \cos [2\pi(x_1 - x_2)/\lambda], \quad (3)$$

где $[2\pi(x_1 - x_2)/\lambda]$ – разность фаз волн не зависит от времени. Косинус равен единице, и амплитуда колебаний результирующей волны $A = A_1 + A_2$ не зависит от времени и максимальна во всех точках среды, для которых разность хода $x_1 - x_2 = m\lambda$, где $m = 0, 1, 2, \dots$. Амплитуда $A = |A_1 - A_2|$ минимальна во всех точках среды, для которых $x_1 - x_2 = (2m+1)\lambda/2$.

В случае сложения двух волн $A_1 \cdot \cos(\omega t - \phi_1)$ и $A_2 \cdot \cos(\omega t - \phi_2)$ с разными частотами ω_1 и ω_2 амплитуда результирующих колебаний:

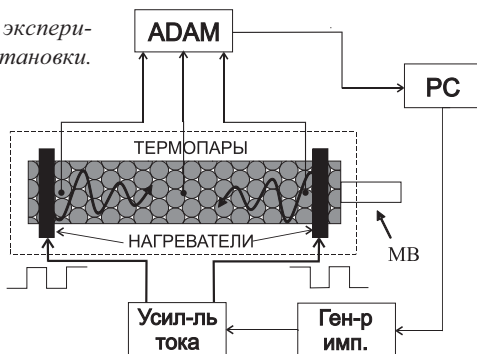
$$A = 2A \cdot \sin[t(\omega_1 + \omega_2)/2 - (\phi_1 + \phi_2)/2] \cdot \cos[t(\omega_1 - \omega_2)/2 - (\phi_1 - \phi_2)/2]. \quad (4)$$

Разность фаз волн $[t(\omega_1 - \omega_2)/2 - (\phi_1 - \phi_2)/2]$ зависит от времени, и амплитуда результирующей волны представляет собой периодическую функцию времени. Если частоты волн отличаются мало, то результирующая волна испытывает биения с частотой, равной разности частот $\omega_1 - \omega_2$.

Цель настоящей работы заключалась в экспериментальном подтверждении способности температурных волн интерферировать и испытывать биения, что может быть использовано при интерпретации температурных полей в земных недрах.

Схема экспериментальной установки приведена на рис. 1. В неё входят колонка, наполненная стеклянными шариками $\varnothing 0,25 \pm 0,05$ мм. Пространство между ними заполнено жидким углеводородом $C_{12}H_{26}$. На концах колонки установлены проволочные нагреватели, на которые подаются импульсы тока с усилителя тока. Генератор формирует импульсы напряжения необходимой длительности.

Рис. 1. Схема экспериментальной установки.



ти. Температура внутри колонки измеряется при помощи термопары. ЭДС термопары преобразуется в температуру аналого-цифровым конвертером ADAM-4018 и передается в компьютер в цифровом виде. Термопара помещена в капилляр, центрированный по оси колонки, и может перемещаться по её оси при помощи микрометрического винта МВ.

На рис. 2 представлено распределение амплитуд колебаний температуры по длине колонки при «синфазном» и «противофазном» включении нагревателей. Период колебаний в обоих случаях одинаков: $\tau = 50$ с. Температурные волны, создаваемые источниками, когерентны. Их разность фаз не изменяется во времени. Положение нагревателей обозначено зачернёнными прямоугольниками. Из рисунка видно, что при «синфазном» включении, когда оба нагревателя включаются и выключаются одновременно, амплитуда колебаний температуры достигает максимума в промежутке между нагревателями. Здесь температурные волны складываются в фазе и усиливают друг друга. При «противофазном» включении, когда нагреватели работают попеременно, колебания температуры в промежутке между нагревателями почти полностью подавляются, что свидетельствует об интерференции температурных волн на минимум. В точке с координатой $x = 18$ мм температурные волны от двух источников тепла складываются в противофазе и гасят друг друга.

Используя приведённое выше условие интерференции волн на минимум: $x_1 - x_2 = (2m + 1)\lambda/2$, можно определить длину волны по положению минимума и максимума амплитуды температурной волны на рис. 2. Расстояние между нагревателями 8 мм, диаметр колонки 9 мм, $m = 0$. Отсюда: $\lambda \approx 0,007$ м. Таким образом, проведенный эксперимент подтверждает правило сложения амплитуд колебаний (3) для когерентных ($\omega_1 = \omega_2$) температурных волн.

Коэффициент температуропроводности среды, заполняющей колонку, можно определить из соотношения (2):

$$\chi = v \frac{\lambda}{4\pi} = \frac{\lambda^2}{4\pi\tau} \approx 7.5 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}.$$

На рис. 3 приведена зависимость температуры при фиксированном положении термопары посередине между нагревателями от времени для температурных волн с отличающимися периодами: $\tau_1 = 460$ с, $\tau_2 = 420$ с. Такие волны некогерентны. Их разность фаз изменяется во времени. Как видно из рисунка, температурные волны испытывают биения. Частота биений результирующей волны при сложении двух волн разных частот равна разности частот исходных волн. Следовательно, период биений результирующей волны: $\tau_6 = \tau_1 \cdot \tau_2 / (\tau_1 - \tau_2)$. Как видно из рис.3 период биений двух волн с указанными выше периодами приблизительно соответствует рассчитанному по приведённой формуле $\tau_6 = 4830$ с.

Правило сложения амплитуд некогерентных ($\omega_1 \neq \omega_2$) температурных волн (4) также выполняется.

Авторами настоящей статьи обнаружено, что на термограммах скважин присутствуют слабые периодические колебания температуры (Христофоров и др., 2005). Путём вейвлет-разложения термограмм, были выявлены колебания температуры с амплитудой от долей до единиц градусов различной пространственной протяжённости.

На термограмме каждой скважины присутствует индивидуальный набор колебаний с разными длинами волн

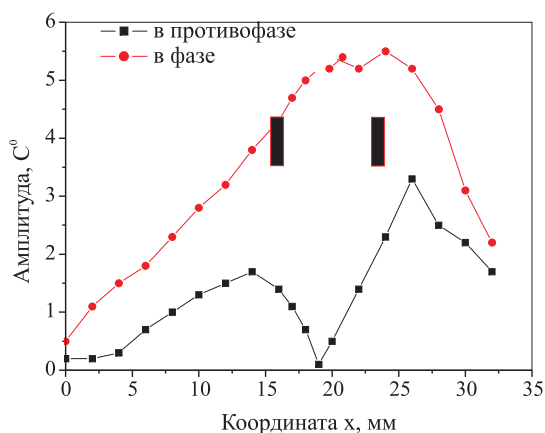


Рис. 2. Зависимость амплитуды колебаний температуры от координаты по оси колонки (пояснения в тексте).

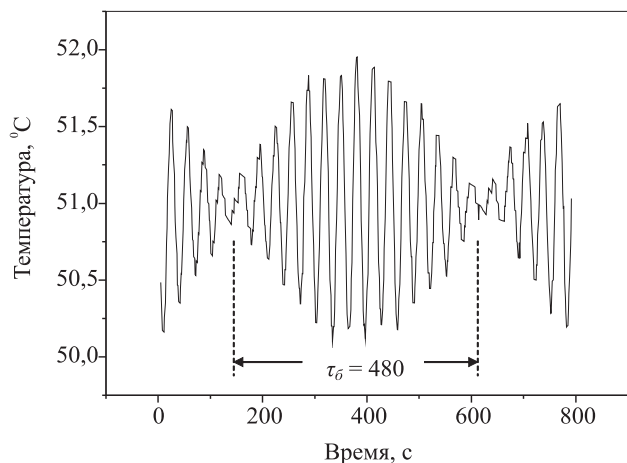


Рис. 3. Колебания температуры в середине между нагревателями при отличающихся периодах температурных волн.

и разным характером распределения амплитуд колебаний по глубине. Например, на рис. 4 приведена «экстрагированная» из термограммы скважины №20009 Ромашкинского месторождения Татарстана температурная волна длиной $\lambda \approx 500$ м. По оси абсцисс отложено отклонение температуры от геотермы, или значения коэффициентов вейвлет-разложения термограммы скважины, переведённые в градусы. Из сопоставления рис. 3 и 4 видно, что температурная волна в горных породах имеет вид, характерный для биений двух волн разных периодов.

Для оценки скорости температурной волны v перемещения гребней волны длиной $\lambda = 500$ м используем выражение (2). Величина температуропроводности кернов пород, извлечённых из скважины №20009, приведена в (Липаев, 2003): $\chi \approx 18 \cdot 10^{-7}$ м²/с. Отсюда $v = 0,45 \cdot 10^{-7}$ м/с. Полученное значение скорости распространения температурной волны крайне мало. Авторами настоящей статьи были проведены повторные измерения в той же скважине через несколько лет. Анализ результатов показал, что положение гребней волны того же периода сдвинулось всего лишь на несколько метров, в то время как её форма осталась неизменной.

По приведённым на рис. 4 данным можно оценить длину другой волны λ_2 , при сложении которой с исходной $\lambda_1 = 500$ м, можно получить изображённую на рис. 4 картину. Полагая, что скорости волн v близких частот мало отличаются, можно записать:

$$v/\lambda_2 = v/\lambda_1 - v/\lambda_0 = v(\lambda_0 - \lambda_1)/\lambda_1 \cdot \lambda_0. \quad (6)$$

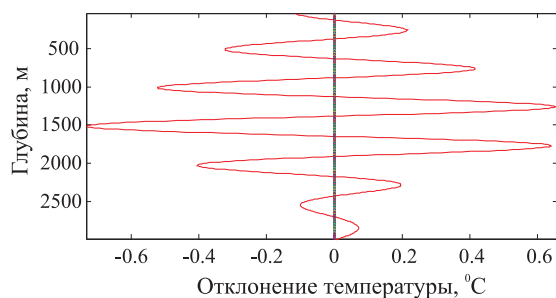


Рис. 4. Отклонения температуры от геотермы, полученные вейвлет-разложением термограммы скв. №20009.

Длина биений λ_0 приблизительно равна 3000 м (рис. 4). Из уравнения (6) получаем: $\lambda_2 \approx 600$ м.

Проведённые лабораторные исследования интерференции температурных волн показывают, что характер распределения амплитуд колебаний температуры в веществе связан с взаимным расположением источника тепла и частотами колебаний температуры, которые они создают. Вероятно, появление слабых колебаний температуры в горных породах связано с наличием каких-то глубинных периодических источников тепла. Исследование характера распределения амплитуд температурных волн может послужить основой для выявления источников тепла и их пространственного распределения в земных недрах.

Литература

- Иродов И.Е. Волновые процессы. Основные законы. М.: Лаборатория базовых знаний. 1999. 256
- Липаев А.А., Хисамов Р.С., Чугунов В.А. Теплофизика горных пород нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003. 304.
- Лыков А. В, Берковский Б. М. Конвекция и тепловые волны. М.: Энергия. 1974. 336.
- Филиппов Л.П. Измерение теплофизических свойств веществ методом периодического нагрева. М.: Энергоатомиздат. 1984. 105.
- Христофоров А.В., Христофорова Н.Н., Бурганов Б.Т. Температурные волны в природных средах. Фурье и вейвлет-анализ термограмм. *Георесурсы*. 2005. №2 (17). 2-6.
- Шкловер А.М. Теплопередача при периодических тепловых воздействиях. М.-Л.: Госэнергоиздат. 1961.

A.V. Khristoforov, I.S. Abrosimova, B.T. Burganov. **Interference of the temperature waves. Laboratory experiment.**

The paper presents the results of laboratory studies the interference of thermal waves. Found that the temperature waves interfere with superposition the same electromagnetic and acoustic waves. The results can serve as a basis for the characterization of heat sources and their spatial distribution in the interior of the earth.

Key words: temperature waves, interference, beats, thermal conductivity, well thermogram.

Анатолий Владиславович Христофоров
К.физ.-мат.н., доцент кафедры радиоэлектроники.

Ирина Семеновна Абросимова
Аспирант кафедры радиоэлектроники.

Булат Талгатович Бурганов
Аспирант кафедры радиоэлектроники.

Институт физики, Казанский (Приволжский) федеральный университет.
420008, Казань, Кремлёвская, 18. Тел: (843) 292-44-54.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ КАМЧАТКИ

В работе указаны факторы, сдерживающие развитие энергетического направления в использовании геотермальных ресурсов Камчатки. Отмечено, что в настоящее время имеются хорошие перспективы для развития технологий извлечения ценных компонентов из геотермальных флюидов. Предложен способ обогащения и извлечения ценных компонентов на основе использования теплового потенциала геотермальных флюидов.

Ключевые слова: геотермальные ресурсы, энергетика, извлечение компонентов, фазовый переход.

Введение

История развития цивилизаций характеризуется возникновением глобальной проблемы – обеспечения все возрастающих потребностей при ограниченности располагаемых ресурсов. Указанная проблема связывает прогресс развития общества с поиском нетрадиционных ресурсов жизнеобеспечения, в том числе и энергообеспечения. В этой связи несомненный интерес представляют геотермальные флюиды, активно используемые в последнее время как теплоэнергетический источник.

Учитывая наличие ресурсной базы и специфику географического положения, Камчатка была и остается передовым регионом России по инновационным технологиям освоения геотермальных ресурсов. Достаточно вспомнить, что первая в России геотермальная электростанция (ГеоЭС) (Паужетская, 1966) и первая в мире двухконтурная станция (Паратунская, 1967) были построены именно на Камчатке. В настоящее время ведется активная эксплуатация Мутновского месторождения с использованием новых технологий, таких как наклонное бурение, двухфазная транспортировка теплоносителя, воздушное охлаждение конденсаторов, реинжекция отработанного теплоносителя. Геотермальные ресурсы на Камчатке также используются для теплоснабжения и рекреации. Последние из указанных направлений активно развиваются и в других регионах России, возможности их развития на Камчатке если не исчерпаны, то ограничены. Объемы добычи на ближайших месторождениях достигают максимального уровня, а новые объекты удалены от потенциального потребителя. Поэтому главным направлением освоения геотермальных ресурсов Камчатки считается энергетика.

Геотермальная энергетика Камчатки давно стала значимым направлением, вырабатывающим примерно треть электроэнергии в регионе. Себестоимость электроэнергии на ГеоЭС в 2010 г. составила 1,78 руб. за киловатт-час, что в 3,7 раза ниже по отношению к обычным ТЭС, до сих пор являющимся основой энергетика региона. При этом эксплуатация ГеоЭС наносит значительно меньший экологический ущерб. Суммарная установленная мощность ГеоЭС Камчатки составляет 74 МВт. Ресурсный потенциал региона, оцениваемый на основе сравнения с хорошо изученными объектами (Мутновское и Паужетское месторождения), составляет по известным объектам, находящимся на доступном удалении от потенциальных потребителей, минимум 700 МВт, что более чем в два раза превосходит существующую потребность.

1. Проблемы развития геотермальной энергетика на Камчатке

Относительно низкая себестоимость и значительный резерв ресурсов указывают на то, что перспективы энергетика Камчатки связаны с геотермальными ресурсами. Однако в 2010 году начат перевод камчатских ТЭС, ранее использовавших в качестве топлива привозной мазут и располагающих значительным резервом мощности, на местный природный газ, разведанных запасов которого хватит на обеспечение существующего уровня энергопотребления на 30 лет. Фактически это решает проблему энергообеспечения основных потребителей на ближайшее время. На первый взгляд решение о газификации ТЭС является стратегической ошибкой. В настоящее время преобладает мнение о невозможности окупить затраты на уже построенный газопровод и пробуренные скважины. Тем не менее, необходимо иметь в виду наличие объективных проблем в развитии геотермальной энергетика Камчатки.

Во-первых, геотермальная энергетика не так дешева, как представляется на первый взгляд. Разрабатываемые месторождения с уже разведанными запасами и фондом до сих пор эксплуатирующихся скважин достались с советских времен и соответствующие затраты, в действительности превышающие стоимость строительства станций, не отражаются в себестоимости. То есть существующие данные по себестоимости не отражают фактических затрат на освоение месторождений. Обновление фонда эксплуатационных скважин, тем более детальная разведка новых месторождений, приведут к существенному увеличению себестоимости электроэнергии.

Во-вторых, эффективность использования геотермальных ресурсов в энергетике зависит от характера потребляемых мощностей. Энергосистема Камчатки является изолированной и характеризуется ярко выраженными сезонными и суточными изменениями потребляемых мощностей: зимняя нагрузка примерно в 1,5 раза превышает летнюю; дневная нагрузка примерно в 1,5 раза превышает ночную. Разработка геотермальных месторождений допускает принципиальную возможность небольших вариаций объема добычи, что является крайне нежелательным. Всякие изменения режима эксплуатации скважин приводят к температурным напряжениям обсадных колонн, что сокращает срок их службы. Поэтому геотермальный промысел работает в режиме постоянного объема добычи (фактически возможна лишь дискретная сезонная регулировка путем вывода и подключения отдельных сква-

жин), обеспечивающего максимальный уровень мощности. Излишки добытого теплоносителя сбрасываются без использования. Иными словами, при работе в режиме переменной мощности эффективность использования геотермальных ресурсов снижается. Соответственно, необходимость компенсации пиковых нагрузок обычными станциями увеличивает и без того высокую себестоимость их энергии.

В-третьих, геотермальный теплоноситель обладает низким потенциалом для преобразования в электрическую энергию. Известно, коэффициент полезного действия тепловых машин зависит от разности температур на входе и выходе. Для повышения коэффициента полезного действия на обычных тепловых станциях осуществляется перегрев пара. На Камчатских ГеоЭС используется насыщенный пар с температурой не выше 170° С. Заметим, что добываемый теплоноситель представляет собой пароводяную смесь. После сепарации пар идет на станцию, а вода, также обладающая значительным энергетическим потенциалом, идет на реинжекцию, или сбрасывается на рельеф. Данное обстоятельство, а также низкая температура пара и сброс его излишек определяют низкий коэффициент использования энергии теплоносителя. Например, на Паужетской ГеоЭС доля вырабатываемой электроэнергии составляет лишь 4 % энергии добытого теплоносителя.

В-четвертых, в процессе эксплуатации возможна кольматация продуктивных зон. Современные экологические тенденции требуют реинъекции отработанного теплоносителя. Данное мероприятие, безусловно, имеет положительный эффект на поверхности, но может негативно отразиться на недрах. Отложения минеральных компонентов из закачиваемой жидкости способны привести к закупориванию фильтрационных каналов. Для большинства месторождений данная проблема, вероятно, не так остра. Но для периферийных участков месторождений трещинно-жильного типа, к которому относятся все геотермальные месторождения Камчатки, может быть актуальной. Есть основания полагать, что именно с кольматацией связано снижение эксплуатационных параметров, вплоть до вывода из эксплуатации некоторых скважин Верхне-Мутновского участка.

Таким образом, существуют объективные проблемы развития геотермальной энергетики Камчатки, экономическая оценка которых требует дополнительного исследования. Но уже сейчас ясно – перевод Камчатских ТЭЦ на газ ставит барьер для развития геотермального направления, что, учитывая роль камчатской геотермальной энергетики, может негативно отразиться на развитии данного направления в России в целом. Мировое значение энергетической проблемы и возможные пути ее решения предполагают только рост масштабов использования глубинного тепла Земли (Vertani, 2010). Безусловно, технологии геотермальной энергетики будут совершенствоваться, себестоимость энергии на ГеоЭС относительно станций на традиционных видах топлива будет снижаться, и Россия может оказаться на обочине этого процесса. При этом, учитывая ограниченность запасов газа, дальние перспективы Камчатки, вероятно, также будут связаны с геотермальной энергетикой.

2. Перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки

С учетом указанных проблем развитие геотермальной энергетики на Камчатке возможно путем реализации ло-

кальных проектов, ориентированных на потребителей, изолированных от существующей энергосистемы, а также проектов с некоммерческой финансовой поддержкой. В связи с наличием барьеров для развития энергетического направления, усиливается интерес к геотермальным флюидам как источнику минерального сырья. Известно, что геотермальные флюиды содержат минеральные компоненты (Трухин, 2003), превосходящие по стоимости производимую энергию. Большие объемы добываемого теплоносителя определяют значимые объемы выведенных на поверхность компонентов. Например, эксплуатационные запасы Мутновского месторождения позволяют вывести на поверхность 24×10^9 кг теплоносителя в год. Химический анализ теплоносителя на данном месторождении выявил наличие 60 элементов. По приближенным оценкам на данном месторождении за год на поверхность выводится Li – 22 т, Rb – 3 т, Cs – 2 т, Ni – 9 т, Cu – 4 т, Zn – 37 т, W – 1,4 т, В – 296 т, S – 1663 т, Al – 33 т, Ag – 130 кг, Au – 3 кг.

Работы по извлечению компонентного состава геотермальных флюидов ведутся давно (Трухин, 2003), но без особых успехов, главным образом, по причине малых концентраций. Вместе с тем происхождение многих рудных месторождений Камчатки связано с геотермальной деятельностью (Шарапов, 2010), т.е. существуют механизмы накопления ценных компонентов до промышленно значимых концентраций. Анализ геохимических барьеров, способствующих формированию рудных тел, указывает на важную роль фазовых переходов.

Низкий коэффициент использования энергетического потенциала геотермального теплоносителя в энергетике наводит на мысль о целесообразности непосредственного использования тепла для обогащения флюидов в процессе выпаривания. Заметим, что подобные процессы реализуются как в естественных условиях, так и в стволе простаивающей скважины (Шулюпин, 2004). Технологическая реализация данных процессов заключается в следующем: вода, после сепарации геотермального теплоносителя, представляющего собой пароводяную смесь, поступает в бак-испаритель, давление, а следовательно и температура в котором ниже соответствующих значений в сепараторе; часть воды при снижении давления переходит в пар и отводится из испарителя; затем, за счет подогрева первичным сепаратом или паром, осуществляется дальнейшее выпаривание воды из бака-испарителя; уровень воды в баке-испарителе поддерживается подпиткой сепаратом. Таким образом можно увеличивать концентрации компонентов в баке испарителе вплоть до насыщенных значений. Развивая данную технологию и используя несколько баков-испарителей с последовательным увеличением концентрации, можно добиться осаждения компонентов в определенных местах с наиболее благоприятными термодинамическими и гидродинамическими условиями.

Варианты реализации данной технологии могут быть различны. В качестве подогревающего теплоносителя можно использовать как сепарат, так и пар, или его излишки в случае работы станции с переменной мощностью. Расчет теплового баланса показывает, что при энтальпии теплоносителя около 1500 кДж/кг возможна полная перегонка содержащейся в нем воды. Также возможно различное сочетание факторов, оказывающих влияние на растворение и выпадение компонентов: интенсивность выпаривания, определяемая отношением расхода удаляемого пара к ко-

УДК: 549.53; 537.635

Р.И. Салимов¹, Н.М. Низамутдинов¹, Р.А. Хасанов², В.П. Морозов¹, Н.М. Хасанова¹¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Nazim.Nizamutdinov@ksu.ru²ЦНИИГеолнеруд, Казань, Ravil.Hasanov@ksu.ru

ЭПР КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА

Охарактеризована порода по ЭПР Mn^{2+} , VO^{2+} , ион-радикалов SO_3^- , SO_2^- , органического вещества карбонатных отложений Демкинского месторождения. Выделены фитогенные и зоогенные породы среди биогенных карбонатов по ЭПР марганца и радикалов.

Ключевые слова: биокластовые известняки, органическое вещество, нефть, ион-радикалы, ЭПР.

Электронный парамагнитный резонанс (ЭПР), открытый Е.К.Завойским в Казанском университете в 1944 году и примененный В.М.Винокуровым в минералогических исследованиях, широко используется не только для проведе-

ния литолого-геохимических реконструкций обстановок древнего осадконакопления в породах, но и восстановления термической истории осадочного бассейна (Huizinga at al., 1987; Silbernagel at al., 1991; Nansheng at al., 2007).

Окончание статьи А.Н. Шулюпина, И.И. Чернева «Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки»

личеству жидкости в баке-испарителе, давление в баке-испарителе, наличие контакта с воздухом, гидродинамические особенности баков-испарителей, механизм фазового перехода (поверхностное кипение, объемное кипение, фазовый переход при непосредственном впрыскивании пара).

Важной особенностью данной технологии является возможность освоения удаленных объектов. При этом отходом производства будет практически чистая, после перегонки, вода, что в корне решает проблему кольматации флюидопроводящих каналов месторождения при реинжекции. Предприятие, реализующее данную технологию при действующих ГеоЭС, можно использовать в качестве потребителя-регулятора, принимающего нагрузку или непосредственно теплоноситель при падении нагрузки основного потребления. Например, на Паужетской ГеоЭС целесообразно использовать энергию пара, сбрасываемого в атмосферу при регулировке нагрузки, что в комбинации с известными сорбционными технологиями (Belova, 2010) уже сейчас позволяют ставить вопрос об организации добычи лития и бора.

Заключение

Указанные в настоящей работе проблемы развития геотермальной энергетики на Камчатке не позволяют однозначно судить о преимуществе данного направления в конкуренции с использованием традиционных энергоносителей. Кроме того, перевод камчатских ТЭЦ на местный газ ставит дополнительные барьеры для развития геотермальной энергетики. Однако, остающаяся высокой себестоимость электроэнергии на ТЭЦ и еще большая себестоимость на дизельных электростанциях в удаленных районах оставляет шансы для успешной конкуренции указанного направления. Развитию геотермальной энергетики Камчатки может способствовать некоммерческая финансовая поддержка, например в рамках государственных программ по поддержке инновационной деятельности.

Учитывая не лучшие условия для развития энергетического направления в использовании геотермальных ресурсов в настоящее время, особый интерес приобретает ценность компонентного состава геотермальных теплоносителей. При этом в технологиях извлечения ценных компонентов целесообразно прямое использование теплового потенциала самих теплоносителей, который при имеющемся месте неравномерном графике потребления нагруз-

ки и низких термодинамических параметрах теплоносителя, характерных для геотермальных месторождений, используется неэффективно.

Литература

Трухин Ю.П. Геохимия современных геотермальных процессов и перспективные геотехнологии. Москва: Наука. 2003. 376.

Шарапов В.Н. Влияние структурно-динамических условий разгрузки гидротермальных вулканических систем на рудообразование в их недрах. *И ДАН*. 2010. №3. 396-402.

Шулюпин А.Н. Пароводяные течения на геотермальных промыслах. Петропавловск-Камчатский: Изд-во КамчатГТУ. 2004. 149.

Belova T.P. The Analysis of Sorption Extraction of Boron and Lithium from the Geothermal Heat-Carriers. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. 2010.

Bertani R. Geothermal power generation in the World 2005-2010. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. 2010.

A.N. Shulyupin, I.I. Chemev. The problems and prospects of Kamchatka geothermal resource development.

We discuss present factors, which restrict the use of Kamchatka geothermal resources. We find good prospects for technological development aimed at extraction of valuable components from geothermal fluids. In particular, we propose a method for the enrichment and extraction of valuable components based on the use of thermal potential of geothermal fluids.

Key words: geothermal resources, power engineering, components extraction, phase transition.

Александр Николаевич Шулюпин

Д.тех.н., зам. директора Научно-исследовательского геотехнологического центра ДВО РАН по научной работе. Научные интересы: разработка геотермальных месторождений, гидравлика газожидкостных сред, горная теплофизика.

683002, Петропавловск-Камчатский, Северо-Восточное шоссе, 30, а/я 56. Тел.: (909) 833-26-84.

Иван Иванович Чернев

Зам. главного инженера ОАО «ГЕОТЕРМ» по ресурсной части. Научные интересы: гидрогеология, разработка геотермальных месторождений.

683980, Петропавловск-Камчатский, ул. Ак. Королева, 60. Тел.: (4152) 41-97-57.

В настоящее время открыто множество месторождений нефти, где в качестве коллекторов выступают карбонатные породы. Таким из многих месторождений Республики Татарстан является Демкинское, где один из продуктивных пластов находится в Турнейском ярусе каменноугольной системы. Основное внимание в настоящей работе уделено биокластовым известнякам в разной степени насыщенных нефтью для выявления в них парамагнитных меток, характеризующих условия и среду формирования минералов. Исследования спектров ЭПР исходных образцов пород и термоактивированных образцов производились на спектрометре ПС-100Х при комнатной температуре на частоте 9,13 ГГц. Термоактивация проб проводилась при 350 и 600°C в течение 30 минут в электрической печи СУОЛ (0,15 2/12 МР 180в; 950 ватт) с кварцевой трубкой в жаровом пространстве, снабженной газоподводящими и отводящими пробками. Пробы пород истирались

в агатовой ступке до однородного состояния и взвешивались в полиэтиленовых ампулах, запаянных с одной стороны перед ЭПР сканированием. Образцы пород представляли собой преимущественно известняки светло-серого цвета с множественными нефтяными включениями разной степени насыщенности.

Экспериментальные результаты

Известняки Турнейского яруса Кизеловского горизонта Демкинское месторождения являются коллекторами нефти и газа (Морозов, 2007). Из породы известняков данного месторождения мощностью 23 м (1295,5-1272,5 м) было отобрано 26 образцов породы для сканирования методом ЭПР, в ряде образцов выделены участки разной степени нефтенасыщенности (с – серые; н – нефтяные; н/н – нефтенасыщенные), и таким образом было приготовлено 44 пробы (Табл.). Спектры ЭПР изучались при комнатной температуре с разверткой магнитного поля

900 Гс для регистрации ионов Mn^{2+} , VO^{2+} и 50 Гс для регистрации ион-радикалов и свободных радикалов органического вещества (ОВ). Параметры ЭПР исходных проб породы и термоактивированных при 350 и 600°C (в течение 30 мин) представлены в таблице. Экстрагирование хлороформом углеводородов (УВ) из породы позволяет выделить сигнал ванадила VO^{2+} и свободного радикала R в битумной части породы (Рис. 1). Ванадий занимает первое место среди «биогенных» элементов и вместе с никелем является важной генетической меткой при решении геолого-генетических проблем нефтяной геологии (Гилянская, 2008). Действие растворителя проявилось на спектрах ЭПР: увеличилась интенсивность R радикала (Рис. 1e, f).

В изученных образцах также регистрируются спектры ЭПР (Табл.), характерные для ионов Mn^{2+} (Винокуров и др., 1961; Bulka et al., 1991) в позициях кальция кристаллов кальцита (Рис. 1). Как видно из рисунка, линии спектра обладают малой шириной, что характерно для известняков, сформировавшихся в спокойной геодинамической обстановке. В исследованных образцах не удалось наблюдать спектры ЭПР Mn^{2+} , характерные для доломита. Можно сделать вывод, что эти известняки не подвергались процессам доломитизации. Отсутствуют спектры ЭПР примесных ионов Fe^{3+} . Наблюдаются спектры ЭПР примесных ион-радикалов SO_3^- , SO_2^- (Рис. 1d; Рис. 2) в известняке. Основными структурными единицами кальцита являются планальные груп-

№ обр	№ пробы	глубина м	Mn^{2+}		$CaCO_3$		ОВ			Полуширина		тип	SO_3^- / SO_2^-
			con	ampl	SO_2^-	SO_3^-	C_{23}	C_{350}	C_{600}	ΔH_{350}	ΔH_{600}		
113	1	1272,5	68	238	22,1	28,9	0	37,4	32,4	5,6	1,5	с	1,3
	2	1272,5	65	234	24,3	31,5	0	16,7	9,3	6,4	3,2	н/н	1,3
126	3	1276,2	42	187	6,9	0	10,8	36,9	53,1	5,2	1,9	с	0,0
127	4	1276,5	55	248	6,2	0	0	17,4	37,9	5,4	1,7	с	0,0
	5	1276,5	69	289	8,5	0	0	27,1	34,0	5,6	1,9	н/н	0,0
129	6	1276,8	41	191	5,9	6,1	10,6	70,9	50,7	6	1,9	с	1,0
	7	1276,8	51	232	12,5	6,6	7,4	34,0	27,7	6,2	1,7	сн	0,5
	8	1276,8	38	180	7,7	7,7	8,6	9,9	21,8	5,6	2,2	н/н	1,0
131	9	1277,4	38	183	3,2	0	5,7	30,3	24,3	5,4	2,1	н/н	0,0
	10	1277,4	39	184	4,6	0	0	47,7	23,6	6,2	1,5	с	0,0
132	11	1277,6	61	276	5,8	0	0	40,4	15,2	6,2	1,9	с	0,0
	12	1277,6	42	185	0	0	9,8	110,2	19,2	6	1,9	н/н	
133	13	1277,9	46	211	0	0	0	43,6	15,3	6	1,9	с	
	14	1277,9	41	186	0	0	9,3	61,8	10,7	6	1,9	н/н	
134	15	1278,2	41	187	0	0	9,3	58,6	26,1	6	1,9	н/н	
135	16	1278,4	35	167	4,1	0	7,5	77,4	21,4	6	1,7	н/н	0,0
136	17	1278,6	36	171	6,6	0	0	31,7	24,5	5,8	2,4	н/н	0,0
	18	1278,6	37	171	8,9	0	0	24,8	22,6	5,2	2,1	с	0,0
170	19	1287,2	47	213	9,8	6,0	7,7	13,1	37,2	6,9	1,5	с	0,6
	20	1287,2	34	173	8,4	4,6	7,3	12,3	49,8	6,4	1,7	н	0,5
171	21	1287,5	48	219	12,0	8,0	9,9	14,3	58,2	6	1,5	с	0,7
	22	1287,5	52	237	8,7	5,2	11,8	28,2	37,5	6	1,9	н	0,6
172	23	1287,7	38	174	7,3	4,7	8,3	15,3	63,8	6,4	1,7	с	0,6
	24	1287,7	36	183	4,1	0	7,9	52,3	10,2	6	2,2	н	0,0
173	25	1287,9	39	181	8,5	5,6	0	10,0	40,0	6	1,9	с	0,7
	261	1287,9	42	194	14,4	10,1	16,0	23,7	24,8	5,4	2,4	н/н	0,7
175	262	1288,4	47	218	10,0	6,0	0	11,6	16,4	5,8	1,7	с	0,6
	27	1288,4	35	170	6,0	0	22,5	119,3	25,1	6,5	2,6	н/н	0,0
176	28	1288,6	40	173	10,2	6,8	0	12,6	131,4	7,1	1,5	с	0,7
	29	1288,6	40	191	12,9	8,6	0	26,2	56,7	5,2	1,7	н/н	0,7
178	30	1289,2	39	180	12,2	9,7	13,7	12,3	60,5	6,2	1,9	с	0,8
	31	1289,2	40	176	17,3	9,9	17,4	19,0	41,6	5,4	1,7	н/н	0,6
181	32	1289,8	40	190	11,7	7,9	0	11,0	61,0	5,6	1,9	с	0,7
	33	1289,8	44	200	13,1	8,2	10,4	15,6	57,1	6,2	2,1	н/н	0,6
194	34	1294,2	39	175	18	10	0	0,0	45,2	0	2,6	с	0,6
195	35	1294,4	31	127	16,0	9,5	0	0,0	63,6	0	2,2	с	0,6
	36	1294,4	33	152	33,0	18,6	0	17,8	62,0	6,9	1,5	н/н	0,6
196	37	1294,6	32	160	32,2	19,1	0	10,5	94,6	6,2	1,3	с	0,6
	38	1294,6	33	166	33,3	20,7	0	23,5	43,4	5,8	1,9	н/н	0,6
197	39	1294,8	47	216	50,7	24,7	0	0,0	32,6	0	1,9	с	0,5
	40	1294,8	36	159	63,2	28,4	0	0,0	31,4	0	1,7	н/н	0,4
198	41	1295,2	37	174	42,3	23,2	0	0,0	25,5	0	1,7	с	0,5
	42	1295,2	22	109	19,4	9	10	47,6	24,2	6,4	1,9	н/н	0,5
200	43	1295,6	30	152	15,9	8,9	9,5	36,6	29,1	6,4	2,1	н/н	0,6
201	44	1295,8	26	135	16,3	10,9	11,5	38,6	17,2	5,8	2,2	н/н	0,7

Табл. ЭПР параметры проб исходной породы и после термического отжига при 350 и 600 °C (в усл.ед. на грамм породы). Участки разной степени нефтенасыщенности: с – серые; н – нефтяные; н/н – нефтенасыщенные).

пы CO_3 . Ионы кальция октаэдрически окружены ионами О, принадлежащими 6-ти группам CO_3 .

В разрезе данного месторождения Турнейского яруса встречаются 3 типа известняков: в верхней части разреза известняки биокластово-зоогенные (ИБЗ) (Рис. 3а), в нижней части разреза известняки биокластово-фитогенные (ИБФ) (Рис. 3б), в средней – известняки биокластово-фитозоогенные (ИБФЗ) (Морозов, 2007). Биокластово-зоогенные известняки формируются на большем удалении от береговой линии, биокластово-фитогенные – на меньшем. Их чередование в разрезе отражает динамику изменения во времени морского бассейна.

Образцы ИБЗ отличаются от ИБФ слабой интенсивностью спектра ЭПР ион-радикала SO_3^- либо его отсутствием (Рис. 1д); в ИБФ сосредоточено большое количество SO_3^- радикала (Рис. 2). В карбонатных минералах ион-радикалы SO_3^- , SO_2^- – являются показателями раннего диагенеза карбонатных илов при участии сингенетического органического вещества (Муравьев и др., 2006; 2007). В ИБФ преобладание SO_3^- радикала над SO_2^- радикалом ($\text{SO}_3^- / \text{SO}_2^- > 0,5$) говорит о том, что формирование карбонатов происходило в окислительной среде осадконакопления. Обратная картина наблюдается при формировании ИБЗ, где SO_2^- радикал преобладает над SO_3^- радикалом. Из этого следует, что формирование ИБЗ происходило в восстановительной обстановке осадконакопления.

В исходных образцах наблюдается сигнал ЭПР углефицированного ОВ, имеющего g-фактор 2,0031 и характерную широкую линию Лоренцевой формы ($\Delta H = 5-7$ Гс)

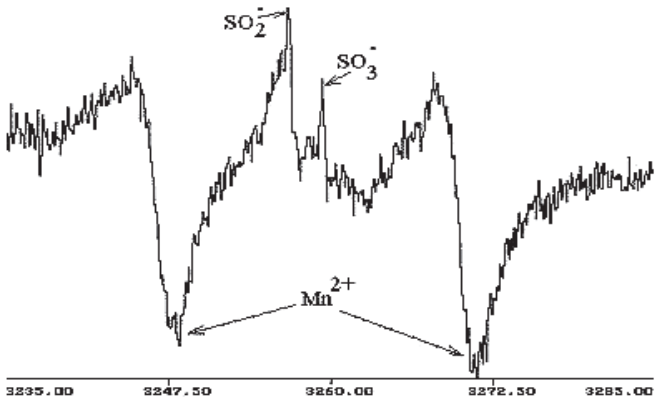


Рис. 2. Известняк биокластово-зоогенный, равномерно кавернозный и нефтенасыщенный. Кизеловский горизонт. Демкинское месторождение обр.№ 131, глубина 1277,4 м: ЭПР радикалов.

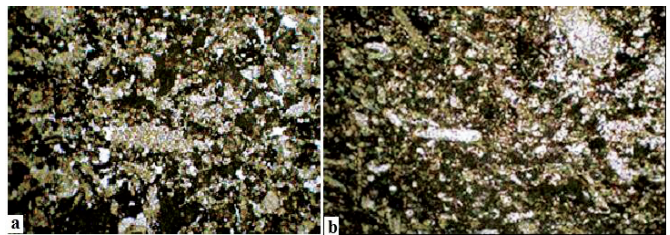


Рис. 3. Фотографии шлифов, Турнейский ярус, Кизеловский горизонт, Демкинское месторождение: а) известняк биокластово-зоогенный, глубина 1277,4 м, обр.№131; б) известняк биокластово-фитогенный, глубина 1287,2 м, обр.№170.

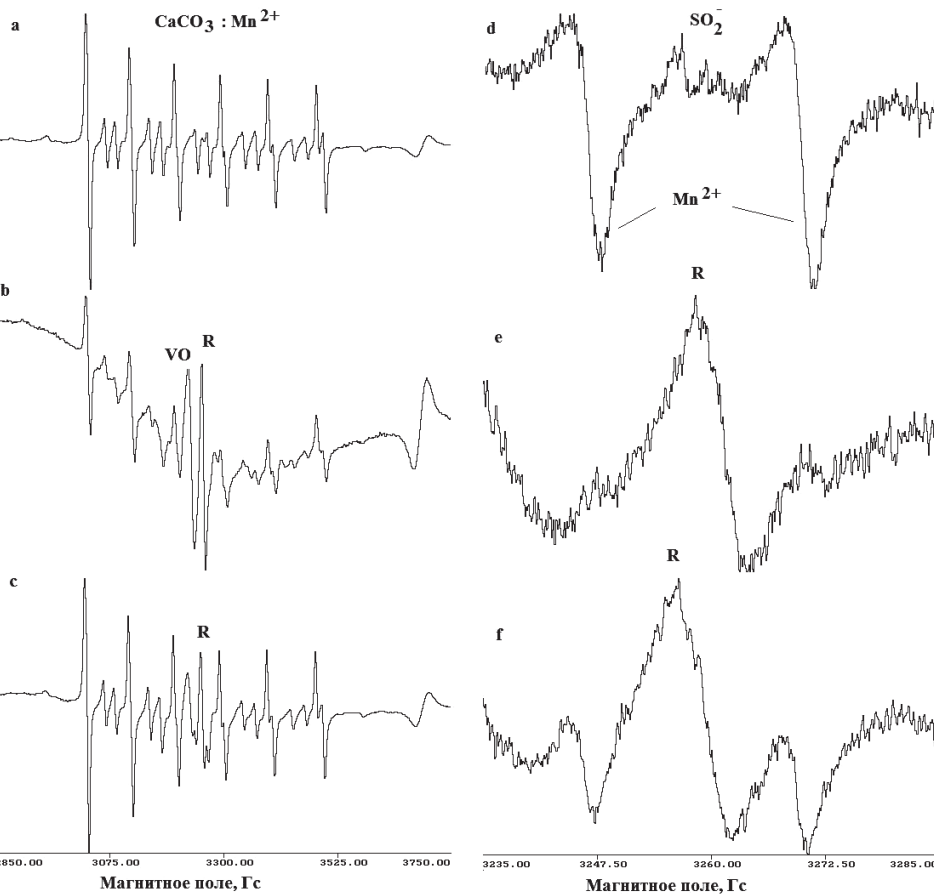


Рис. 1. ЭПР в породе обр №127 (проба 5) : а) ион Mn^{2+} в исходной породе; б) ион Mn^{2+} в породе и VO^2- UV; в) ион Mn^{2+} в остатке породы после экстракции; д) область радикала в исходной породе; е) область радикала в экстрагированной хлороформом части; ф) область радикала в породе после экстракции.

(Рис. 4). Причинами уширения линии ЭПР являются диполь-дипольные взаимодействия неспаренных электронов, а Лоренцева форма линии указывает на частичную ароматизацию структуры ОВ, делокализацию электронов и усреднение его взаимодействий с локальными полями большого числа протонов. Такая линия ЭПР характерна для свободных органических радикалов почв, торфов и углей низких степеней зрелости. Этот сигнал исчезает при термообработке до 400°C .

Относительно низкая температура исчезновения этих свободных органических радикалов и тот факт, что при нагреве выше 400°C новых свободных радикалов I типа не образуется, указывает на то, что ОВ этих пород существенно углефицировано и изменено на начальных этапах формирования пород. Оно содержит концентрацию свободных радикалов и поэтому интенсивно окисляется на воздухе при относительно небольшом нагреве. Для восстановления термической истории осадочной толщи и ОВ будет продолжена работа по ЭПР термоактивированных проб в инертной атмосфере.

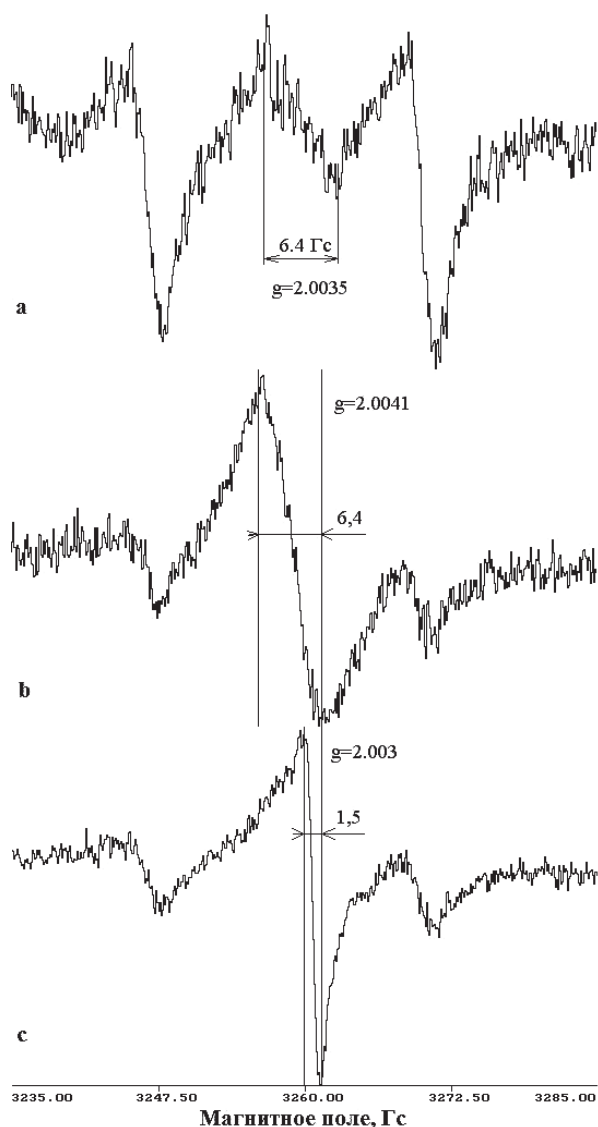


Рис. 4. Известняк биокластово-зоогенный, равномерно кавернозный и нефтенасыщенный. Турнейский ярус, Кизеловский горизонт обр. № 126, глубина 1276,2 м.: а) исходная проба; б) после отжига пробы при 350 °С (30 мин) в) после отжига пробы при 600 °С (30 мин).

Заключение

Установлены в качестве маркеров структурных генетических типов биогенных карбонатных пород интенсивности ЭПР SO_2^- и SO_3^- ион-радикалов в карбонатных породах, форма и ширина ЭПР органического вещества в исходных и после термохимических обработок при 350 и 600°C. Биокластово-зоогенные известняки формируются на большем удалении от береговой линии, биокластово-фитогенные – на меньшем. Их чередование в разрезе отражает динамику изменения во времени морского бассейна (Нургалиева и др., 2010; Нуриев, Хасанова, 2009; Салимов и др., 2010). Спектры ЭПР позволяют разделить биогенные карбонатные породы на фитогенные и зоогенные по спектрам марганца и радикалам.

Литература

Винокуров В.М., Зарипов М.М., Степанов В.Г. Изучение некоторых Mn – содержащих карбонатов методом электронного парамагнитного резонанса. *Кристаллография*. 1961. Т.6(1). 104-108.
 Гилинская Л.Г. Спектры ЭПР комплексов V(IV) и структура нефтяных порфиринов. *ЖСХ*. 2008. Т.49. №2. 259-268.
 Морозов В.П., Козина Е.А. Карбонатные породы турнейского яруса нижнего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2007. 201.

Муравьев Ф.А., Винокуров В.М., Галеев А.А., Булка Г.Р., Низамутдинов Н.М., Хасанова Н.М. Парамагнетизм и природа рассеянного органического вещества в пермских отложениях Татарстана. *Георесурсы*. 2006. № 2 (19). 40-45.

Муравьев, Ф.А. Литолого-минералогическая характеристика пермских маркирующих карбонатных горизонтов РТ: Автореферат дис. канд. геол.-мин. наук. Казань: КГУ, 2007. 18.

Нургалиева Н.Г., Хасанова Н.М., Габдрахманов Р.Р. Условия образования уржумских отложений по данным ЭПР. *Ученые записки Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки*. 2010. Т.152. Кн.1. 226-234.

Нуриев А.Г., Хасанова Н.М. Особенности вещественного состава нижнее каменноугольных отложений Сунчелевского нефтяного месторождения. *Георесурсы*. 2009. №3 (31). 34-36.

Салимов Р.И., Морозов В.П., Низамутдинов Н.М., Хасанова Н.М. Спектры ЭПР биокластовых известняков турнейского яруса каменноугольной системы Республики Татарстан. *Мат-лы II Всерос. молод. науч. конф. «Минералы: строение, свойства, методы исследования»*. Екатеринбург. Миасс: УрО РАН. 2010. 317-318.

Huizinga Bradley J. Huizinga, Tannenbaum Eli, Kaplan I.R. The role of minerals in the thermal alteration of organic matter – III. Generation of bitumen in laboratory experiments. *Organic Geochemistry*. 1987. Vol. 11(6). 591-604.

Bulka G.R., Nizamutdinov N.M., Mukhutdinova N.G., Khasanova N.M., Galeev A.A., Vinokurov V.M. EPR Probes in Sedimentary Rocks: the Feature of Mn²⁺ and Free Radicals Distribution in the Permian Formation in Tatarstan. *App.Magn.Res.* 1991. Vol.2. 107-115.

Nansheng QIU, Huili LI, Zhijun JIN, Yinkang ZHU Free Radicals in Organic Matter for Thermal History Reconstruction of carbonate Succession. *Acta Geologica Sinica*. 2007. Vol.81(4). 6055-613.

Silbernagel B.G., Gebhard L.A. Demineralization Effects on the EPR Properties of Argonne Premium Coals. *Energy&Fuels*. 1991. Vol.5. 561-568.

R.I. Salimov, N.M. Nizamutdinov, R.A. Khasanov, V.P. Morozov, N.M. Khasanova. **EPR of the Tournaisian stage.**

Mn²⁺, VO²⁺, ion-radicals SO₃⁻, SO₂⁻, organic matter of Demkinskoe carbonate rocks were described by EPR. The phytogenic and zoogenic rocks are isolated among the biogenic carbonates by EPR of manganese and radicals.

Key words: biogenic carbonates, organic matter, oil, ion-radicals, EPR.

Рустэм Ирэкович Салимов

Аспирант кафедры минералогии и литологии, лаборант лаборатории Физики минералов.

Назым Минсафович Низамутдинов

Д.физ.-мат.н., профессор кафедры минералогии и литологии.

Владимир Петрович Морозов

Д.геол.-мин.н., профессор кафедры минералогии и литологии.

Наиля Мидхатовна Хасанова

К.физ.-мат.н., ведущий научный сотрудник лаборатории Физики минералов.

Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет
 420008, Казань, Кремлевская, 18, Тел.:(843) 292-70-62.

Равиль Абдрахманович Хасанов

К.физ.-мат.н., ведущий научный сотрудник ЦНИИГеолнеруд.

420097 Казань, Зинина, 4. Тел.:(843)273-46-61.

ДИНАМИКА ОБВОДНЁННОСТИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОГО ОБРАЗЦА В УСЛОВИЯХ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В работе представлены результаты численного моделирования процесса двухфазной фильтрации жидкостей в модельном нефтенасыщенном образце в условиях волн давления. Приведён анализ полученных результатов.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, насыщенность, волны давления, обводнённость.

Введение

Для эффективного управления разработкой нефтяных месторождений необходимо учитывать изменение фильтрационных свойств призабойной зоны скважины и всего пласта в целом. Эти изменения определяются на основе регулярного проведения гидродинамических исследований (ГДИ) скважин и пластов с применением разнообразных методов (Эрлагер, 2004).

Все методы ГДИ можно разделить на две большие группы – это околоскважинные и межскважинные (полнопластовые) методы. В первую группу входят широко известные методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ), индикаторной диаграммы (ИД) и др.

Вторая группа представлена методами гидропрослушивания, включающими исследования скважин на интерференцию и импульсные методы исследования. Среди них выделяется метод фильтрационных (гармонических) волн давления (ФВД), важным достоинством которого является достоверное определение фильтрационных свойств по всему межскважинному интервалу.

Метод ФВД достаточно полно разработан в рамках моделей однофазной фильтрации жидкости (Бузинов, Умрихин, 1964; Непримеров, 1978). На современном этапе совершенствуются методики проведения экспериментов в межскважинных интервалах, в призабойной зоне и проводится анализ развития метода ФВД в целях интенсификации добычи углеводородов (Овчинников и др., 2008; Ovchinnikov & Zavidonov, 2008). В последние годы усовершенствована система автоматизации сбора и обработки экспериментальных данных, получаемых методом ФВД (Одиванов, 2010).

Вместе с тем действие волн давления не достаточно исследовано с точки зрения многофазной фильтрации жидкостей. В монографии (Овчинников, 2004) рассмотрена фильтрация двух жидкостей в системе скважин, вскрывающих однослойный пласт однородный по толщине с использованием модели Баклея-Левретта (Buckley, 1942) в крупномасштабном приближении, и показано, как меняется характер волн давления в модельном пласте с течением времени.

В данной работе в условиях линейной одномерной фильтрации двухфазной жидкости предпринята попытка показать на основе численного моделирования поведение насыщенности внутри модельного лабораторного образца, на его срезах, и дать оценку зависимости динамики насыщенности от амплитуды и частоты волн давления.

Модели двухфазной фильтрации

Математическое описание процесса изотермической фильтрации двухфазной жидкости основано на следующих уравнениях.

1. Обобщённый закон Дарси:

$$\bar{w}_i = -\frac{k \cdot k_i(s)}{\mu_i} \text{grad}(p_i), \quad (1)$$

в котором скорость фильтрации каждой фазы \bar{w}_i пропорциональна градиенту давления и определяется функциями относительных фазовых проницаемостей (ОФП) $k_i(s)$, зависящих от насыщенности s ; индекс $i = \epsilon, n$ – здесь и далее относится соответственно к воде и нефти, μ – вязкость, k – абсолютная проницаемость.

2. Уравнение неразрывности:

$$\frac{\partial}{\partial t} (m \rho_i s) + \text{div}(\rho_i \bar{w}_i) = 0, \quad (2)$$

где ρ – плотность жидкостей, m – пористость.

3. Условие сохранения насыщенности:

$$s_n + s_\epsilon = 1, s_\epsilon \equiv s, \quad (3)$$

которое показывает, что в элементарном макрообъёме сумма долей отдельных фаз постоянна. Под s , как правило, понимается насыщенность водной фазы.

4. Уравнение для капиллярного давления:

$$p_n - p_\epsilon = p_c(s) = \alpha \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \mathfrak{Z}(s), \quad (4)$$

в котором α – межфазное натяжение, θ – угол смачивания, $\mathfrak{Z}(s)$ – функция Левретта, её вид зависит от конкретных условий эксперимента.

Комбинируя (1)–(3) в допущении несжимаемости жидкости и флюидов, однородности и изотропности образца, в одномерном случае получим базовую систему уравнений двухфазной фильтрации жидкостей, впервые выведенную С. Бакли и М. Левреттом (Buckley, 1942), представленную здесь в виде, в котором проводилось численное моделирование:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_\epsilon(s)}{f(s)} \frac{\partial P(x,t)}{\partial x} \right] = 0 \\ \frac{\partial s(x,t)}{\partial t} - \frac{k}{m \mu_\epsilon} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_\epsilon(s) \cdot \frac{\partial P(x,t)}{\partial x} \right] = 0. \end{cases} \quad (5)$$

$$f(s) = \frac{k_\epsilon(s)}{k_\epsilon(s) + \frac{\mu_\epsilon}{\mu_n} k_n(s)}.$$

Главное отличие от однофазных моделей – введение понятия насыщенности флюида s и функций относительных фазовых проницаемостей, комбинацией которых является функция Баклея-Левретта $f(s)$, выражающая соотношение потоков фаз. Эта модель предполагает непоршневое вытеснение жидкости с разделением на зону совместного течения жидкостей – зону смеси, и зону перед фронтом вытеснения – зону течения нефти.

В отдельной микропоре на границе нефти и воды возникает капиллярный скачок давления порядка 10 кПа, что, часто, существенно превышает внешний градиент давления. Л. Раппопорт и В. Лис предложили модель двухфазной фильтрации с учетом капиллярных сил, встречающейся в литературе ещё и как модель Маскета-Левретта. Дополняя систему (5) уравнением (4), получим систему с учетом капиллярных сил:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_v(s)}{f(s)} \frac{\partial p_v}{\partial x} + \frac{k_n(s)}{\mu_n} p_k \frac{\partial s}{\partial x} \right] = 0 \\ m \frac{\partial s}{\partial t} - \frac{k}{\mu_n} \frac{\partial}{\partial x} \left[k_n(s) \frac{\partial s}{\partial x} \right] = 0 \\ p'_k(s) = \alpha \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} \mathfrak{Z}'(s) \end{cases} \quad (6)$$

Зависимость $\mathfrak{Z}(s)$ взята в двух вариантах:

$$\mathfrak{Z}(s) = \frac{1}{s - s_* + 0,1} \quad (\text{Сигунов, 2007}), \quad \mathfrak{Z}(s) = -\frac{1}{s} + 7s \quad (\text{Дробышевский, 2007}),$$

где s^* – неснижаемая насыщенность.

В масштабах разработки месторождения часто пренебрегают действием этих сил, ссылаясь на малый их вклад и локализацию в пределах фронта вытеснения. Тем не менее, они существенно влияют как на характер изменения самого фронта, так и на вымывание нефти, оставшейся за фронтом вытеснения.

Системы (5)-(6) решались численно IMPES-методом (Азиз, Сеттари, 1982) в пакете «Matlab» со следующими начальными и граничными условиями: для насыщенности $s(x, 0)=0, s(0, t)=1$; для давления $P(x, 0)=1, P(L, t)=1$, и специфичным для данной работы периодическим граничным условием, отражающим набор амплитуд A_j и частот ω_n (периодов T_n) волн давления $P_{jn}(0, t) = A_j \sin(\omega_n t + \phi_j)$.

Расчёт проводился при следующих параметрах среды и жидкостей: абсолютная проницаемость $k=1$ Дарси, пористость $m=0,3$, длина образца $L=1$ м, вязкость $\mu_n=4$ сПз, $\mu_v=1$ сПз; функции ОФП взяты по Чарному-Чэнь Чжунсяню (Чарный и др., 1960) с нижним и верхним пределом водонасыщенности 0,2 и 0,85. Выбор значений всех этих

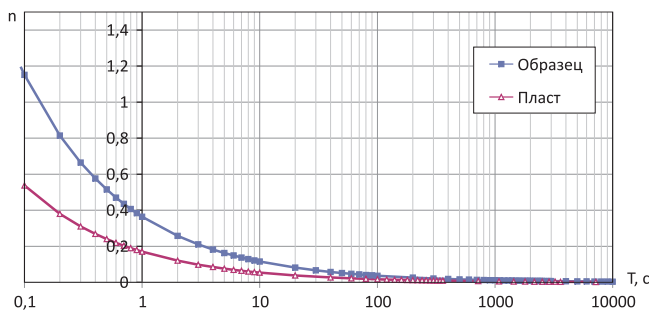


Рис. 1. Сопоставление количества n укладываемых длин волн в лабораторном и натурном образцах в зависимости от периода T .

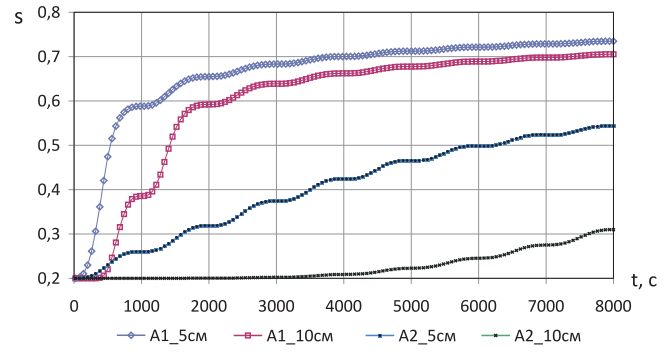


Рис. 2. Изменение насыщенности на срезах 5 и 10 см при амплитудах давления на входе образца $A1=0,5$ атм и $A2=0,05$ атм. $T=1000$ с.

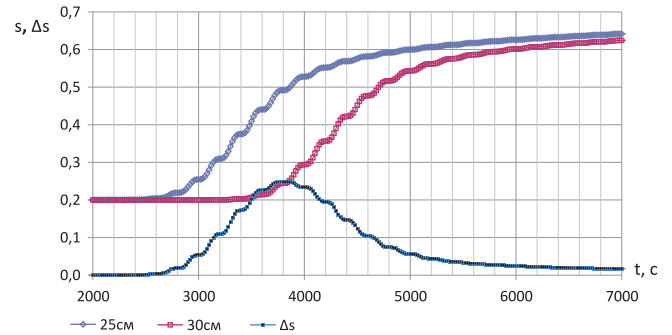


Рис. 3. Сопоставление изменения насыщенности во времени на срезах 25 и 30 см (верхние кривые) с её приращением (кулообразная кривая) в этом интервале. $T=200$ с, $A=0,5$ атм.

параметров обусловлен предстоящим лабораторным экспериментом на насыпных моделях пласта.

Период волн давления

При моделировании волн давления в лабораторном образце длины L встал вопрос, а какие периоды задавать для анализа вытеснения? Вопрос можно переформулировать: а сколько длин волн должно укладываться в образце? Для ответа на этот вопрос обращено внимание на экспериментальные данные, полученные при исследовании волнами давления реальных пластов (Непримеров, 1978). Также было определено, что если рассматривать лабораторный образец как элемент пласта, то в него необходимо поместить такое количество волн (задать соответствующие периоды), сколько их умещается на той же длине в натурном пласте, т.е. количество длин волн должно примерно совпадать.

Длина волны λ в пористой среде определяется, как $\lambda = v_f T$, где v_f – фазовая скорость распространения волны, T – период. Для модели фильтрации В.Н. Щелкачева, применение которой для описания рассматриваемых сред подтверждено экспериментом, $v_f = (4\pi\chi / T)^{1/2} \leftrightarrow \lambda = (4\pi\chi T)^{1/2}$, где χ – пьезопроводность. Количество длин волн n на единицу длины среды $n(T) = (\lambda(T) \cdot L)^{-1}$; χ и L для образца и пласта, соответственно, 0,6 и 2,76 м²/с, 1 и 349 м.

Совмещённые на одном графике (Рис. 1) кривые $n(T)$ для насыпного и пластового образца, обнаруживают область совпадения n для периодов $T > 100$ с. Моделирование проводилось в интервале значений периодов волн T давления от 200 до 1000 сек.

Результаты расчётов

В результате получены пространственно-временные

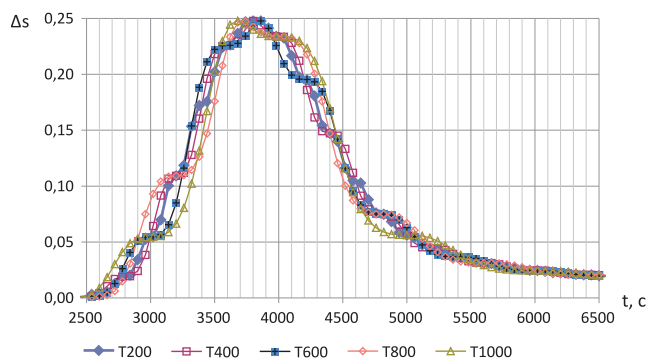


Рис. 4. Приращение насыщенности в интервале 25-30 см в зависимости от периода волн давления. $T=200, 400, 600, 800, 1000$ с. $A=0,5$ атм.

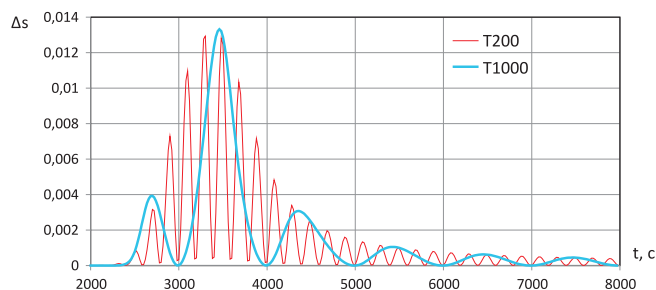


Рис. 5. Динамика приращения насыщенности на срезе 25 см. Сравнение для периодов воздействия 200 и 1000 с.

массивы изменения давления и насыщенности в образце. Проанализировано поведение насыщенности в зависимости от амплитуды и частоты воздействия на образец.

На рис. 2 показано, как меняется насыщенность образца на срезах 5 и 10 см со временем для двух входных амплитуд волн давления, которые отличаются в 10 раз. Наблюдается сильное отличие поведения водонасыщенности. Для амплитуды давления $A1=0,5$ атм наблюдается резкий скачок насыщенности уже во время первого периода (верхние кривые). Напротив, меньшая амплитуда воздействия $A2=0,05$ приводит к равномерному изменению насыщенности водной фазы (нижние кривые).

На рис. 3 представлено распределение насыщенности на срезах образца 25 и 30 см для периода воздействия $T=200$ с. На графике отчетливо видно движение фронта насыщенности от среза к срезу, также наблюдается уменьшение темпа обводнения по мере продвижения фронта к выходу образца (кривая для 30 см ниже кривой для 25 см). Приращение насыщенности в этом интервале имеет куполообразную структуру: её нарастание связано с началом замещения в порах нефтяной фазы водой, а её падение отражает тот факт, что часть нефти остаётся «запечатанной» в образце, остаётся за фронтом вытеснения и вымывается очень медленно. Площадь под куполообразной кривой равна объёму вытесненной в этом интервале нефти.

Представляет интерес характер изменения насыщенности в зависимости от периода воздействия. С этой целью были рассчитаны приращения насыщенности в интервале образца 25-30 см для ряда периодов.

Как видно из Рис. 4, кривые с разными периодами T ведут себя по-разному. Однако, не удаётся выделить закономерности поведения насыщенности от меньшей к большей частоте. Также в данных условиях не оправдалось ожидание влияния частоты на крутизну фронта. Вместе с тем,

куполообразная форма характерна для всех кривых. Стоит также отметить, что по мере прохождения фронта частотная зависимость приращения насыщенности спадает и на больших временах (>6000 с) практически не наблюдается.

Поведение приращения насыщенности на самом срезе отличается от усреднённого по интервалу. На рис. 5 отражена динамика приращения насыщенности на срезе 25 см для двух периодов воздействия: 200 и 1000 секунд.

Наблюдаются отчетливые колебания насыщенности, согласно заданным периодам волн давления. Приращения отличаются резкостью подъёмов и спадов, что отражает понятие среза как точки, в то время как под интервалом понимается определённая длина, на которой колебания насыщенности усредняются. Действительно, на рис. 4 колебания проходят вдоль огибающей купол линии, здесь же мы наблюдаем полное соответствие с действием волн давления на входе образца.

Все расчёты были также проведены для системы (6). Однако при данных параметрах различия с расчётом по модели Баклея-Левретта обнаружены не были.

Выводы

1. Рост амплитуды волны давления приводит к возрастанию темпа обводнённости образца.

2. Частотная зависимость изменения насыщенности значительно проявляется в сдвигах на фронте вытеснения и практически отсутствует после прохождения фронта.

3. В рамках заданных параметров и общей картины вытеснения влияние капиллярных сил на поведение насыщенности крайне незначительно.

4. Численное исследование двухфазной фильтрации жидкостей методом волн давления в интервале периодов воздействия $T=200\div 1000$ с на лабораторных моделях пласта показало несущественную зависимость поведения насыщенности водной фазы от частоты.

Литература

- Buckley S., Leverett M. Mechanism of fluid displacement in sands. Trans. *AIME*. 1942. Vol. 146.
- Ovchinnikov M.N., Zavidonov A.Yu. Searching for an optimum frequency. *Georesources*. 2008. N1. 21-22.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра. 1982. 407.
- Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. М.: Недра. 1964. 273.
- Дробышев В.И., Литвиненко С.А. Алгоритм решения задачи двухфазной фильтрации несжимаемых жидкостей в двухмерной постановке. *Сиб. журн. индустр. матем.* 2007. Т.10. №3. 37-42.
- Непримеров Н.Н. Трёхмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Изд-во КГУ, Казань. 1978. 216.
- Овчинников М.Н. Динамика жидкостей и контроль ресурсов подземной гидросферы. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та. 2004. 140.
- Овчинников М.Н., Куштанова Г.Г., Гаврилов А.Г., Одиванов В.Л. Метод фильтрационных волн давления как средство исследования нефтяных месторождений. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та. 2008. 148.
- Одиванов В.Л., Гаврилов А.Г., Овчинников М.Н. Автоматизация исследований флюидонасыщенных пластов методом волн давления. *Учён. зап. Казан. ун-та. Сер. физ.-мат. науки*. 2010. Т.152. Кн.1. 73-79.
- Сигунов Ю.А., Усманова Г.Р. Влияние межпластовых переток и капиллярных сил на процесс вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте. *Изв. РАН. МЖГ*. 2007. № 6. 85-92.
- Чарный И.А., Донецкий В.Н., Чжун-сян Ч. Об эквивалентной насыщенности при решении задач двухфазной фильтрации. *Изв. высш. учебн. завед. Нефть и газ*. № 2. 1960.
- Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. Москва-Ижевск: Инс.комп.исслед. 2004. 469.

ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ

Обобщены результаты изучения керна, данные геофизического исследования и вертикального сейсмического профилирования по сверхглубокой параметрической скважине 501 Вершиновская (глубина забоя 7005 м). Получены оценки плотности карбонатов на больших глубинах и интервальных скоростей сейсмических волн в их толще.

Ключевые слова: сверхглубокая скважина, карбонатные породы, плотности, скорости сейсмических волн.

Результаты анализа интервальных скоростей продольных сейсмических волн, оцененных по данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в скважинах прибортовых зон Прикаспийской впадины и Предуральского прогиба, а также плотности горных пород, оцененные по геофизическому исследованию скважин (ГИС) и керну, рассмотрены в публикациях (Тюрин, 1999а; 1999б; 2001; 2002). В этой статье приводятся ранее не опубликованные данные по сверхглубокой параметрической скважине 501 Вершиновская.

Скважина 501 Вершиновская пробурена ООО «Газпром добыча Оренбург» в 2001-2003 гг. на юго-восточном склоне Соль-Илецкого свода в зоне его сочленения с Предуральским прогибом и Прикаспийской впадиной. Глубина забоя скважины – 7005 м. Он находится в отложениях эмского яруса нижнего девона. По результатам бурения изучены подсолевые карбонатные отложения девонского, каменноугольного и нижнепермского возраста. Кровля подсолевых карбонатов находится на глубине 4883 м, вскрытая их мощность – 2122 м. Из карбонатов нижней перми получен непромышленный приток углеводородов. Подсолевые карбонаты перекрыты ангидритами филипповского горизонта кунгурского яруса. Их мощность – 95 м. На ангидритах залегает терригенная толща надсолевых отложений. Скважина расположена в мульде между соляными куполами в «безсолевом окне».

Скважина 501 Вершиновская как параметрическая свою задачу выполнила полностью. Она является опорной при региональных обобщениях комплекса геолого-геофизических данных, характеризующих перспективы нефтегазоносности юга Оренбургской области. Через скважину отработано два региональных сейсморазведочных профиля МОГТ. Кроме того, скважиной 501 Вершиновская опоискована Вершиновская структура.

На 3,7 км южнее скважины 501 Вершиновская пробурена поисковая скважина 495 Вершиновская. Ее забой находится на глубине 5300 м в отложениях серпуховского

яруса нижнего карбона. Ближайшими скважинами, вскрывшими отложения девона, является поисковая 35 Чиликсайская (забой на глубине 6300 м в отложениях эмского яруса нижнего девона) и параметрическая 1 Нагумановская (забой на глубине 6007 м в отложениях эйфельского яруса среднего девона).

Интервальные скорости сейсмических волн в разрезе скважины 501 Вершиновская оценены по данным ВСП. Рассмотрены также данные АК (интервал 1975-6303 м). Однако они учтены только на качественном уровне, поскольку наличие каверн в стволе скважин приводит к большим погрешностям типа «выброс» замеров скорости сейсмического импульса.

Нижняя часть надсолевых отложений в разрезе (уфимский и казанский ярусы нижней перми, интервал 3689-4788 м) представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Выше – красноватыми глинами, алевролитами и песчаниками. Интервальные скорости сейсмических волн в надсолевых отложениях изменяются от 1510 и 2150 м/с (отложения меловой и юрской систем, глубина до 1775 м) до 5433 и 5474 м/с (отложения казанского и уфимского ярусов).

Интервальная скорость в органогенно-детритовых известняках нижней перми (интервал 4883-5344 м) составляет 5987 м/с. При этом карбонаты в интервале 4932-5044 м характеризуются пониженным значением этого параметра – 5500 м/с. Наименьшие скорости отмечаются в интервале 4932-5000 м – 5000 м/с. Это связано с наличием в известняках раковинных гравелитопесчаников.

Интервальная скорость в плотных массивных известняках карбона (интервал 5344-6250 м) – 6292 м/с. Отложения кожимского надгоризонта и турнейского яруса (интервал 6120-6250 м) характеризуются ее пониженным значением – 5306 м/с. Это связано с наличием в них прослоев глинистых известняков и известковистых тонкослоистых аргиллитов. Без учета этого интервала скорость в известняках карбона составляет 6392 м/с.

Окончание статьи С.И. Родыгина «Динамика обводнённости нефтенасыщенного образца...»

S.I. Rodygin. **Water-cut dynamics in oil-saturated porous media under pressure waves propagation. Numerical Simulations.**

In this work, we present numerical simulations of two-phase fluid filtration in the model of oil-saturated porous media under pressure waves propagation.

Keywords: two-phase filtration, saturation, pressure waves, water-cut.

Сергей Иванович Родыгин

Аспирант кафедры радиоэлектроники Института Физики Казанского (Приволжского) федерального университета. Научные интересы: гидродинамические исследования скважин и пластов, метод фильтрационных волн давления, многофазные потоки в пористых средах.

420008, Казань, ул. Кремлёвская, 16а. Тел: (843) 233-70 02.

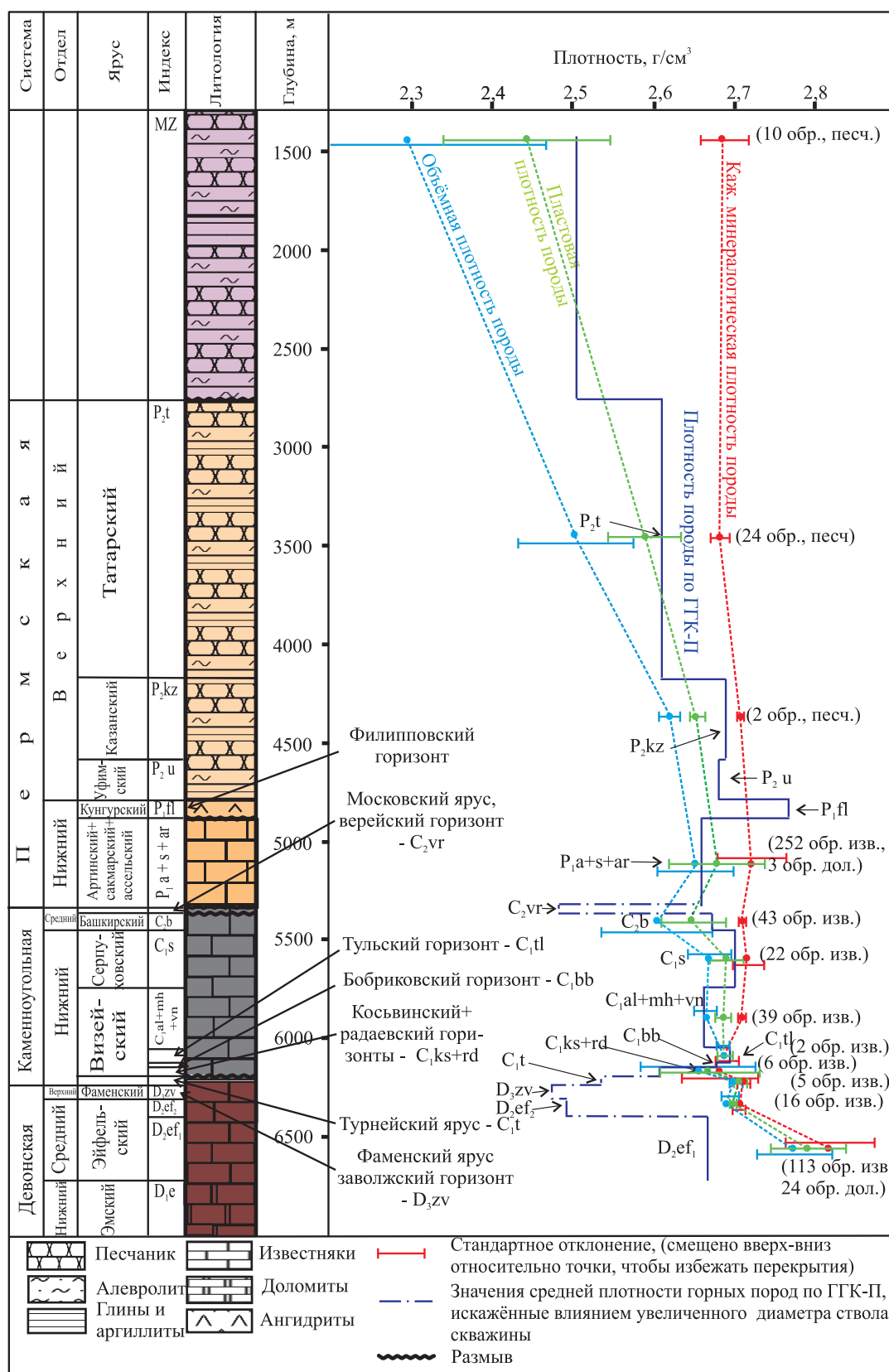


Рис. 1. Параметрическая скважина 501 Вершиновская. Плотности горных пород по результатам лабораторного изучения физико-коллекторских характеристик керна и ГИС (ГТК-П).

Карбонаты среднего девона (интервал 6289-6736 м) представлены доломитами и известняками. Доломиты известковистые, микрозернистые. Известняки плотные, крепкие, прослоями редкокавернозные и пористые. Отмечается неравномерная перекристаллизация, местами слабая доломитизация. Интервальная скорость в карбонатах – 6570 м/с. Карбонаты нижнего девона представлены, в основном,

вторичными доломитами по органогенным и органогенно-обломочным известнякам. Интервальная скорость в них (интервал 6736-6980 – последняя точка ВСП) – 6667 м/с. Можно принять, что величина в «6667 м/с» характеризует скорость в доломитах на глубинах более 6500 м.

Средняя плотность горных пород в естественном залегании рассчитана двумя способами – по результатам лабораторного изучения керна и по данным плотностного

гамма-гамма-каротажа (ГГК-П). Недостатком первого способа является неравномерность охарактеризованности разреза скважины керном. На результаты второго влияют проникновение промывочной жидкости в поровое пространство горных пород на глубину, соизмеримую с «рабочей глубиной» ГГК-П (до 10 см), а также каверны в стволе скважины. Однако в целом два метода дали близкие результаты. Это говорит о высокой достоверности последних.

Данным ГГК-П охарактеризован интервал глубин 1957-6731 м. Шаг дискретизации наблюдений – 0,2 м. Результатам лабораторного изучения керна охарактеризован интервал глубин 1049-7001 м. Образцы представлены песчаником (интервале глубин 1049-4314 м, 36 шт.), известняком (493 шт.) и мергелем (5 шт.) (интервал 4903-6405 м), а также доломитом (интервал 6460-7001 м, 63 шт.). Всего 597 образцов.

Способ расчета плотности горных пород в естественном залегании по результатам лабораторного изучения керна нуждается в пояснении. Изучаемые образцы керна экстрагированы; из их порового пространства полностью удален флюид, поэтому объемная плотность характеризует только плотность породы (т. е. матрицу породы) и порового пространства. Кажущаяся минералогическая плотность породы – это плотность минералов, слагающих породу. Таким образом, разность кажущейся минералогической и объемной плотности изученного образца будет соответствовать его полному поровому пространству:

$$K_{\text{пп}} = ((\rho_{\text{км}} - \rho_0) / \rho_{\text{км}}) * 100, \quad (1)$$

$\rho_{\text{км}}$ – кажущаяся минералогическая плотность; ρ_0 – объемная плотность породы; $K_{\text{пп}}$ – полная пористость породы.

Оценка пористости пород по соотношению их объемной и минералогической плотностей дает наиболее достоверные результаты для характеристики пород в естественном залегании.

Поровое пространство пород, слагающих разрез, в естественных условиях заполнено пластовой водой. Плотность пластовых вод получена по результатам бурения скважины 501 Вершиновская и других скважин региона. Надсолевые терригенные отложения характеризуются наличием горизонтов с пресной и слабо минерализованной водой. Увеличение плотности вод наблюдается с татарского яруса – 1,00-1,02 г/см³. Воды в карбонатах нижней перми имеют плотность 1,147 г/см³. В карбонатах башкирского яруса – 1,147-1,165 г/см³, фаменского яруса – 1,168 г/см³.

Таким образом, результатом вычисления плотности горных пород в естественном залегании по результатам лабораторного изучения керна стала пластовая плотность, которая вычислена по формуле:

$$\rho_{\text{пл}} = \rho_0 + \rho_{\text{пв}} * K_{\text{пп}}, \quad (2)$$

$\rho_{\text{пл}}$ – пластовая плотность породы, ρ_0 – объемная плотность породы, $\rho_{\text{пв}}$ – плотность пластовой воды, $K_{\text{пп}}$ – полная пористость породы.

Плотности горных пород в естественном залегании, рассчитанные двумя способами, показаны на рис. 1. К центру каждого стратиграфического подразделения графика приписано среднее арифметическое плотностей данного интервала.

Наибольшее различие – 0,4 г/см³, в объемной и кажущейся минералогической плотности пород, в пробах из интервала 1049-2407 м; $K_{\text{пп}}$ меняется от 23,6 до 16,9 %. В

пробах интервала 2549-3510 м разность плотностей уменьшалась до 0,2 г/см³, $K_{\text{пп}} = 2,5-9,8$ %. Глубже, за счет горного давления, разность плотностей уменьшается и не превышает 0,1 г/см³ ($K_{\text{пп}} = 0,07-1$ %), кроме отложений башкирского яруса, где $K_{\text{пп}}$ некоторых образцов достигает 9,9 %.

Разность значений, полученных по ГГК-П и по керну в надсолевых терригенных отложениях, обусловлена тем, что на лабораторный анализ отбирались только образцы песчаника. Т.е. ими не охарактеризованы другие терригенные отложения. Значения средней плотности горных пород, оцененные по ГГК-П, московского (5344-5358 м), турнейского (6189-6250 м), фаменского (6250-6288,5 м) и верхнего эйфельского ярусов (6288,5-6736 м) искажены влиянием увеличенного диаметра ствола скважины (по показаниям каверномера).

В качестве достоверных можно принять следующие значения средней плотности горных пород в естественном залегании:

- породы филлиповского горизонта кунгурского яруса, представленные преимущественно ангидритами, (интервал 4788-4883 м) – 2,770 г/см³;
- известняки башкирского (5358-5449 м) – 2,648 +/- 0,040 г/см³, серпуховского ярусов (5449-5741 м) – 2,689 +/- 0,021 г/см³, окского горизонта (5741-6053 м) – 2,685 +/- 0,010 г/см³, эйфельского верхнего (6288,5-6381 м) – 2,699 +/- 0,007 г/см³ и нижнего подъярусов (6381-6736 м) – 2,791 +/- 0,047 г/см³;
- доломиты эмского яруса (интервал 6736-7005 м) – 2,820 +/- 0,019 г/см³.

Плотность ангидритов филлиповского горизонта оценена по данным ГГК-П, а известняков и доломитов ниже лежащих отложений – по керну. Цифры с «+/-» соответствуют стандартному отклонению.

Таким образом, по результатам бурения сверхглубокой параметрической скважины 501 Вершиновская изучены физические характеристики карбонатов на больших глубинах. Впервые выполнено обобщение результатов изучения керна, данных ГИС и ВСП, характеризующих плотности карбонатов и интервальные скорости сейсмических волн в их толще. Эти данные необходимы для повышения достоверности интерпретации результатов сейсморазведки и гравиметрии, а также расчетов горного давления при проектировании сверхглубоких скважин.

Литература

- Тюрин А.М. Геолого-геофизические характеристики пород надсолевого и солевого комплексов северо-восточной части Прикаспийской впадины. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 18. 1999. 37-43.
- Тюрин А.М. К вопросу о физических основах комплексирования грави- и сейсморазведки при работах на нефть и газ. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 32. 2002. 23-28.
- Тюрин А.М. Некоторые особенности распределения интервальных сейсмических скоростей в отложениях прибортовых зон Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба. *Недра Поволжья и Прикаспия*. Вып. 20. 1999. 53-58.
- Тюрин А.М. Особенности распределения по глубине плотностей надсолевых отложений прибортовой зоны северо-востока Прикаспийской синеклизы. *Российский геофизический журнал*. № 23-24. 2001. 126-128.

A.M. Turin, R.R. Temirbaev. **Physical characteristics of the carbonaceous rocks at big depths.**

Research result of the well core, well log survey, vertical seismic profiling in the stratigraphic super-deep well Vershinovskay 501

ДОЛОМИТИЗАЦИЯ КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР ДЕФОРМАЦИОННО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В работе рассмотрен процесс доломитизации, как один из основных факторов изменения фильтрационно-емкостных свойств и объёма пустотно-порового пространства пород-коллекторов залежей нефти в процессе их разработки. Доломитизация может происходить в сжатые сроки и существенно изменять первоначальные коллекторские свойства залежей нефти.

Ключевые слова: доломитизация, деформация, метасоматоз, углеводороды, нефть.

1. Введение

Несмотря на обилие многочисленных данных о влиянии тектоники и глубинных флюидов на залежи углеводородов, до сих пор практически нигде не учитываются процессы изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов в процессе их разработки. Многими исследователями доказано (Розин, Сердюк, 1970; Холодов и др., 1985; Карнюшина, Леоненко, 1989; Гладков, 2008; Гладков, Гладкова, 2009; Предтеченская, 2009 и др.), что тектоническая активность способствует привнесу «агрессивных», насыщенных большим количеством карбонатного вещества флюидов из верхней мантии. Кроме того, специальными исследованиями было установлено, что объёмы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы, могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества (Коробов, Малюшко, 2002).

На основе фактических данных об изменении объёма и структуры пустотно-порового пространства под действием эффективного давления (Абасов и др., 2010 и др.), из-за уменьшения пластового давления, в условиях некомпенсированного отбора флюидов из продуктивных отложений, доказано, что при изменении структуры порового пространства изменяются и относительные фазовые проницаемости, в результате уменьшения порового пространства, приводящего к изменению радиуса поровых каналов. Изменение радиуса поровых каналов приводит к изменению величины капиллярного давления. Однако исследования подобного рода не учитывают движение пластовых флюидов, которые также могут изменять геометрию пустотно-порового пространства за счёт метасоматических процессов и вторичного минералообразования.

В частности, изучение коллекторских свойств палеозойских отложений фундамента Западной Сибири (осадочные, метаморфические и изверженные породы) показало, что они характеризуются резкой неоднородностью и трещинно-кавернозным характером, возникшим за счёт метасоматической переработки пород гидротермальными (флюидами) растворами. Аналогичная ситуация и в Шаимском нефтеносном районе Западной Сибири, где большое количество нефтепроявлений и небольших залежей нефти обнаружены в кровельной части доюрских отложений (Толуомское, Мортимь-Тетеревское, Убинское, Даниловское, Потанайское и др.). Породы фундамента сложены изверженными породами, кремнистыми сланцами и сланцами, которые несут следы интенсивных вторичных изменений, обусловленных процессами гидролиза и выщелачивания, имеющих зональный характер (Коробов, Коробова, 2002).

Современная гидротермальная деятельность, способствующая формированию метасоматитов, установлена в пределах Припятской впадины и других районов древних платформ. На Тынгизском месторождении повторными геохимическими съёмками были выявлены геохимические аномалии, «свидетельствующие о пульсирующем потоке глубинных флюидов по разрывным нарушениям» (Багдасарова, 2001). При этом растворение карбонатных пород происходит с выделением углекислого газа и образованием сульфатов, что и определяет неравномерность газового состава и температурного поля по площади месторождения.

Специальными исследованиями было установлено, что объёмы накопленной добычи углеводородов и доказанные их запасы могут быть сопоставимы с количеством привнесенного вещества (Багдасарова, 2001).

Окончание статьи А.М. Тюрина, Р.Р. Темирбаева «Физические характеристики карбонатных пород на больших глубинах»

were generalized in this article (bottom-hole depth is 7005 м). We estimated density and velocity of the carbonaceous rocks in different intervals at big depth.

Keywords: super-deep well, carbonates strata, densities, seismic waves' velocity.

Рамиль Ренатович Темирбаев

Инженер лаборатории геофизики. Научные интересы: геологическое моделирование резервуаров нефти и газа.

ООО «ВолгоУралНИПИГаз». 460000, Россия, Оренбург, Пушкинская ул., д.20. Тел.: (3532) 77-09-93, 34-04-58.

Анатолий Матвеевич Тюрин

Зав. лаборатории геофизики. Научные интересы: изучение физических свойств горных пород, оптимизация методики полевых геофизических работ, разработка специальных приемов обработки и интерпретации полевых данных, построение типовых геолого-геофизических моделей изучаемых объектов, комплексирование геофизических методов исследований и методика геологоразведочных работ.

ООО «ВолгоУралНИПИГаз». 460000, Россия, Оренбург, Пушкинская ул., д.20. Тел.: (3532) 77-09-93, 34-04-58.

2. Деформационно-метасоматическое преобразование пород

Предлагается рассматривать деформационные и метасоматические процессы совместно (Гладков, 2011), при этом вторичное минералообразование, как правило, является следствием обоих вышеуказанных факторов. Для этого вводится новое понятие:

Деформационно-метасоматическое преобразование – это преобразование продуктивных отложений и вмещающих пород в процессе разработки месторождений углеводородов в результате изменения структуры и объёма их пустотно-порового пространства при активном участии пластовых флюидов и вторичном минералообразовании, приводящее к изменению их ФЕС.

Деформационно-метасоматические преобразования, в свою очередь, состоят из четырёх последовательно сменяющих друг друга этапов: 1) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование в процессе формирования залежей углеводородов; 2) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование в результате наложенных процессов, вызванных различными факторами (тектоническими, климатическими и пр.); 3) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование в процессе разработки залежей углеводородов; 4) деформационно-метасоматическое преобразование пород и вторичное минералообразование после окончания разработки залежей углеводородов (Рис.).

В частности, весьма сложная природа метасоматических преобразований А.И. Перельманом (Перельман, 1989) рассматривается следующим образом: главная масса вторичных образований, включая рудные месторождения, формируется на относительно небольших участках земной коры, где происходит резкое изменение интенсивности миграции химических элементов вследствие наличия кислородных, сульфидных, глеевых, щелочных, кислых, испарительных, сорбционных или термодинамических барьеров. Упомянутые исследования проводились в условиях зон гипергенеза. Однако с увеличением давления, температуры и концентрации пластовых вод логично предположить, что процессы метасоматоза и вторичного минералообразования на глубинах в несколько километров будут протекать более интенсивно, согласно закону Я.Г. Вант-Гоффа: «При повышении температуры на каждые 10 градусов константа скорости элементарной химической реакции увеличивается в 2-4 раза».

К сожалению, правило Вант-Гоффа имеет ограниченную область применимости. В частности, этому правилу не подчиняются многие реакции, например реакции, происходящие при высоких температурах, очень быстрые и очень медленные реакции. Правило Вант-Гоффа было



Рис. Основные стадии преобразования пород.

выведено эмпирическим путём и позволяет в первом приближении оценить влияние температуры на скорость химической реакции в небольшом температурном интервале (обычно от 0 °С до 100 °С), что вполне хорошо согласуется с условиями, существующими на большинстве разрабатываемых либо планируемых к вводу в эксплуатацию месторождений углеводородов.

Особенно интенсивно этот процесс начинается при закачке воды в пласт (особенно поверхностной). Поэтому первоначальные характеристики керна, коэффициент охвата, коэффициент вытеснения, относительные фазовые проницаемости со временем изменяются.

В процессе разработки месторождений углеводородов, жидкости и газы в пластовых условиях находятся под действием сил, способствующих перемещению флюидов к забоям эксплуатационных скважин или, наоборот, удерживающих их в пласте. К основным источникам энергии, проявляющей себя при движении подземных флюидов к забоям действующих скважин, по М. Маскету (Маскет, 2003) относятся: 1) сжимаемость нефти и воды в породах-коллекторах; 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях пласта по сравнению с энергией на его погружении; 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти и воде внутри продуктивного слоя или в зонах свободного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью; 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром. Вышеуказанные виды энергии проявляют себя при эксплуатации скважин. После снижения пластового давления может в какой-то мере произойти изменение объёма порового пространства пород-коллекторов, связанное с воздействием горного давления.

3. Долмитизация продуктивных отложений до и в процессе их разработки

Деформационно-метасоматические изменения особенно активно проявляются в карбонатных породах и связаны с процессами долмитизации и выщелачивания. В результате эксперимента, проведенного в Институте химии нефти Сибирского отделения РАН (г. Томск), доказана возможность образования доломита в присутствии карбамида и хлорида магния при температуре 160°С. При этом оказалось, что присутствие нефти не оказывает заметного влияния на образование доломита. Таким образом, доказана возможность метасоматического преобразования пород в результате эпигенетической долмитизации в течении нескольких часов. Сокращение объёма породы при полной долмитизации может составлять 12,3 %. Наиболее интенсивно данным процессом будут затронуты продуктивные отложения сложенные известняками и породами с карбонатным и глинисто-карбонатным цементом.

Тем не менее, до сих пор процесс вторичной долмитизации в процессе разработки залежей углеводородов изучен крайне слабо. Крайне важно изучать процессы долмитизации, так как не только месторождения Западной Сибири (Малоичское, Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Калиновое и др.), но и большинство месторождений Восточной Сибири (Юрубенское, Куюмбинское и др.) представлены долмитизированными известняками (Запивалов, 2010). При этом долмиты характеризуются как трещиновато-кавернозные. Стоит отметить, что для карбонатных месторождений Юрубченко-Тохомской

зоны (Восточная Сибирь), каверны могли образоваться в результате эродирования в рифейское время, и таким образом были сформированы рифейские эродированные трещиновато-кавернозные карбонатные толщи.

Различные исследователи рассматривают разный источник насыщенных магнием и углекислотой гидротермальных флюидов. Независимо от характера привнесённого «магнийсодержащего флюида», в процессе доломитизации происходит изменение как структуры, так и объёма пустотно-порового пространства, которое приводит к изменению их фильтрационно-емкостных свойств. В результате доломитизации уменьшается объём пород, с образованием не только трещин, но и кавернозных зон.

В процессе разработки залежей углеводородов, локализованных в непосредственной близости к зонам глубоких разломов, возможно протекание следующего процесса. При выработке запасов углеводородов (особенно нефти) в зоне отбора происходит уменьшение пластового давления, в результате чего обогащенный карбонатами флюид из области повышенного давления устремляется в область пониженного давления. Как было указано выше, по экспериментальным данным доказано быстрое протекание вторичных эпигенетических процессов доломитизации, таким образом изменение объёма и структуры пустотно-порового пространства возможно в течение нескольких недель, либо месяцев.

Кроме доломитизации известняков немаловажно и то, насколько быстро протекают процессы доломитизации в терригенных породах с карбонатными карбонатно-глинистым цементом. В настоящее время планируется проведение экспериментов по изучению процесса изменения фильтрационно-емкостных свойств и объёма пустотно-порового пространства пород-коллекторов при доломитизации.

Актуальность проведения такой работы вызвана проблемами возникающими при создании 3D геолого-технологических моделей залежей углеводородов как одного из этапов проектной работы.

Заключение

Эпигенетическая доломитизация способна изменять объём и структуру пустотно-порового пространства пород-коллекторов и влиять на их первоначальные коллекторские свойства. Деформационно-метасоматические процессы и вторичное минералообразование в продуктивных отложениях при их разработке необходимо исследовать и учитывать при создании трехмерных геолого-технологических моделей.

Процесс изменения минералогического состава и объёма пустотно-порового пространства продуктивных отложений в процессе разработки залежей углеводородов характерен для всех месторождений находящихся на различной стадии разработки. При этом чем выше проницаемость пород-коллекторов и длительность их срока эксплуатации, тем сильнее изменяются их ФЕС и ОФП.

Литература

Абасов М.Т., Алияров Р.Ю., Джалалов Г.И., Рамазанов Р.А. О методе оценки изменения относительной фазовой проницаемости пород-коллекторов в процессе разработки. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2010. №4. 54-57.

Багдасарова М.В. Взаимодействие карбонатных пород с гидротермальными системами при формировании коллекторов нефти и

газа. *Мат-лы II Всерос. литологического совещ. и VIII Всерос. симп. по ископаемым кораллам и рифам. «Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений»*. Сыктывкар. 2001. 125-127.

Гладков Е.А. Влияние метасоматоза на разработку месторождений углеводородов. *1-й Рос. нефт. конгресс. Сб. мат-ов*. Москва. 2011. 90-93.

Гладков Е.А. Условия формирования отложений подугольной толщи васюганской свиты юго-западной части Средневасюганского мегавала. *Геология нефти и газа*. 2008. №6. 37-42.

Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Влияние тектонических процессов на разработку нефтегазовых месторождений. *I Межд. науч.-практ. конф. молодых ученых и специалистов, посв. памяти ак. А.П. Карпинского. Сб. мат-ов*. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ. 2009. 26-30.

Завиалов Н.П. Нанозффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов в карбонатных породах. *Георесурсы*. 2010. №2. 2-6.

Карнюшина Е.Е., Леоненко Г.Н. Свойства коллекторов Западной Сибири в зоне катагенеза. *Вестник МГУ*. Сер. геол. 1989. № 5. 35-41.

Коробов А.Д., Коробова Л.А. Зона развития уникальных природных резервуаров – породы фундамента тафrogenных областей. *Мат-лы VI межд. конф. «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр»*. М.: ГЕОС. 2002. 258-262.

Коробов Ю.И., Малюшко Л.Д. Флюидодинамическая модель формирования залежей УВ – теоретическая основа поисков месторождений нефти и газа. *Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ*. М.: ГЕОС. 2002. 360-362.

Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. М.: Наука. 2003. 608.

Перельман А.И. Геохимия. Изд. 2-е. М.: Высшая школа. 1989. 598.

Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнее-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений. *Литосфера*. 2009. №6. 54-65.

Розин А.А., Сердюк З.Я. Преобразование состава подземных вод и пород Западно-Сибирской плиты под воздействием глубокого углекислого газа. *Литология и полезные ископаемые*. 1970. № 4. 102-113.

Холодов В.Н., Петрова Р.Н., Дементьева О.Ф. Проблема формирования вторичной пористости в песчаных коллекторах элизионных бассейнов. *Коллекторские свойства пород на больших глубинах*. М.: Наука. 1985. 58-72.

E.A. Gladkov. **Dolomitization as the basic factor of the deformation-metamorphic transformation of hydrocarbon deposits.**

We examine dolomitization as one of the basic factors leading to a change in filtration-capacitive properties and volume of vacuum-pore space of reservoir rocks accompanying the development of oil deposits. Dolomitization may occur on rapid timescales and lead to substantial changes of collector properties of oil deposits.

Key words: dolomitization, deformation, metamorphosis, hydrocarbons, oil.

Евгений Алексеевич Гладков

К.геол.-мин.н., доцент кафедры геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений Института природных ресурсов Томского политехнического университета; Томский филиал Учреждения Российской академии наук Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Научные интересы: геология, геология нефти и газа, разработка и эксплуатация залежей углеводородов, литология, геофизика, 3D моделирование.

634050, Томск, пр. Ленина, 30. Тел.: (913) 867-65-71.

РЕЛАКСАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТИ В СВОБОДНОМ ОБЪЁМЕ И В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ КОЛЛЕКТОРОВ

Показано, что не экспоненциальная релаксация протонной системы нефти существенно определяется наличием парамагнитных центров. Тепловая диффузия протонов является механизмом транспортировки намагниченности к парамагнитному центру.

Ключевые слова: ЯМР, ЭПР, нефти, битум, спин-решеточная релаксация.

Метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) позволяет определять параметры флюидов, насыщающих поровое пространство коллекторов нефти (Тульбович, 1990). Изучение характеристик нефти и воды на уровне пора – поровый канал позволяет выработать эффективные методы снижения остаточной нефтенасыщенности пласта.

Известно (Тульбович, 1990; Белорай и др., 1984), что релаксационные характеристики нефти в свободном объёме являются многокомпонентными (обычно 2-х компонентными). Однако для индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций релаксационные характеристики однокомпонентные. В (Тульбович, 1990) предложена модель, объясняющая наличие двух компонент спин-решеточной релаксации (СРР) нефти, основанная на представлении о существовании двух групп молекул со своими временами релаксации. Первая группа молекул близка к комплексам асфальтено-смолистых веществ (АСВ) и испытывает их действие, вторая группа более удаленна и испытывает меньшее воздействие АСВ. При этом подвижность первой группы меньше подвижности второй, хотя вторая группа тоже оказывается заторможенной по сравнению с подвижностью индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций. В соответствии с теорией (Вашман, Пронин, 1979) ограничение подвижности молекул приводит к укорочению времен СРР. Результаты измерений времен СРР свидетельствуют о том, что в поровой среде подвижность молекул нефти оказывается ещё более заторможенной, что подтверждает (Тульбович, 1990) увеличение вязкости нефти в поровом пространстве по сравнению с вязкостью нефти в свободном объёме. В рамках предложенной модели остается неясным механизм ограничения подвижности молекул нефти комплексами АСВ на расстоянии порядка 1-10 нм. Целью данной работы является разработка модели, объясняющей многокомпонентность СРР нефти как в свободном объёме, так в поровом пространстве.

Для исследования связи состава и свойств нефтей со временами СРР были отобраны 11-проб-нефтей из различных месторождений Республики Татарстан (Табл. 1). Релаксационные кривые, характеризующие СРР нефтей, описываются с большой точностью функцией вида:

$$A(t) = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \exp[-t/T_1(i)], \quad \sum_{i=1}^n a_i = 100, \quad (1)$$

где a_i – процентные доли компонент нефтей, $T_1(i)$ – времена СРР компонент. Исследованные нами нефти описываются

двухкомпонентной релаксационной кривой с погрешностью оценки процентных долей компонент не более 4%. Результаты измерений представлены также в табл. 1.

Релаксационные характеристики системы протонов связаны с разными параметрами нефтей, битумов (например, процентные доли компонент с содержанием асфальтенов, смол, масел, а временные компоненты с вязкостью (Тульбович, 1990; Белорай и др., 1984). Для поиска корреляционных зависимостей с большей величиной достоверности пользуются интегральным временем СРР T_u , определяемым следующим образом (Тульбович, 1990; Белорай и др., 1984):

$$T_u^{-1} = \sum_{i=1}^n a_i / T_1(i). \quad (2)$$

Времена релаксации связаны с вязкостью μ следующим соотношением:

$$T_1^{-1}(i) = a \cdot \ln \mu + b, \quad (3)$$

где a, b – постоянные коэффициенты. Величина достоверности составляет $R_1^2=0,722, R_2^2=0,841$ и $R_u^2=0,798$ для коротковременной $T_1(1)$, длинновременной $T_1(2)$ и интегральной T_u компонент СРР, соответственно (Табл. 1).

Методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) была определена спиновая плотность ванадильного радикала (N, спин/г), т.е. количество ионов ванадия на 1 грамм массы нефти. Линейную корреляционную зависимость можно установить между содержанием асфальтенов и спиновой плотностью ванадильного радикала (Табл. 1) с величиной достоверности равной $-R^2_v=0,6976$. Величина достоверности корреляционной зависимости между содержанием радикалов со смолами и парафинами, соответственно, значительно ниже приведенной. Из этого следует, что ванадий преимущественно связан с асфальтенами. В (Гузей и др., 1995) сообщается, что при отсутствии асфальтенов в нефтях содержание ванадия и никеля приближается к нулю.

Анализ табл. 1 показывает, что с увеличением содержания радикалов ванадия времена релаксации компонент сокращаются. Величина достоверности корреляционной зависимости обратного значения времени релаксации $T_1^{-1}(i)$ компоненты СРР со значением логарифма содержания радикалов $\ln N$ составляет $R_1^2=0,794, R_2^2=0,791$ и $R_u^2=0,816$ (соответственно для коротковременной $T_1(1)$, длинновременной $T_1(2)$ и интегральной T_u компонент СРР). Таким образом, времена СРР нефтей сокращаются с увеличением плотности, вязкости нефтей и содержанием вана-

дильного радикала (VO), которые концентрируются в асфальтенах. Отметим, что значения времен ССР нефтей значительно короче времен СРР индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций. Времена СРР углеводородов и нефтяных фракций характеризуются значениями порядка 2 сек. В рамках изложенной выше модели (Тулбович, 1990) это означает, что в исследованных нами нефтях подвижность молекул ограничена по сравнению с подвижностью индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций.

Поскольку релаксационные характеристики нефтей связаны с их структурно-динамическими характеристиками, приведем некоторые сведения о структуре нефтей и их динамических свойствах. В настоящее время общепризнано, что сырая нефть – это коллоидная система, состоящая из дисперсной фазы и дисперсионной среды (Иванович и др., 1995). Главной составляющей дисперсионной среды являются масла, насыщенные углеводороды и ароматические соединения, а дисперсной фазы – мицеллы, ядра которых состоят из асфальтенов и смол. Ядра мицелл окружены сольватной оболочкой. Состояние дисперсной фазы зависит от состояния дисперсионной среды. Изменение свойств дисперсионной среды вызывает изменение свойств дисперсной фазы и наоборот (Сюняев, Сафиева, 1995). В (Иванович, 1995) рассмотрены гипотетические модели структуры асфальтенов, разработанные на основе методов дифракции рентгеновских лучей и нейтронов. Наиболее простой моделью асфальтенов является плоская фигура в виде неправильного прямоугольника со сторонами порядка 4,2×2,6 нм. Асфальтены могут образовывать агрегаты-мицеллы, в виде неправильного параллелепипеда, состоящего из нескольких слоев молекул асфальтенов с размерами 10⁻²⁰ нм. Дальнейшее ассоциирование асфальтенов связано с образованием кластеров и флоккулов, что может привести к формированию мицелл диаметром более 200 нм. Кроме того, асфальтены являются сорбентами ионов металлов (Гузей и др., 1995).

Мицеллы связаны между собой “зацеплением” переплетающихся молекулярных цепей, что можно представить себе, если сложить две щетки. Для сдвига одной относительно другой необходимо произвести работу по деформированию (изгибанию) волосков щетки (Фукс, 2003) или по преодолению предельного напряжения сдвига нефтяной дисперсной системы. Мицеллы образуют пространственную сетку, параметры которой определяют неньютоновские свойства нефтей. Определение параметров сетки представляет практический интерес.

Для объяснения многокомпонентности релаксационной характеристики нефтей нами предлагается следующая модель мицеллы: ионы металла, находящиеся внутри ядра мицелл, очень быстро восстанавливают намагниченность ближайших ядер водорода (за счет процесса релаксации вблизи парамагнитной примеси), затем (посредством трансляционной диффузии) производится перенос намагниченности к ядрам водорода сольватной оболочки и дисперсионной среды (Вашман, Пронин, 1979). Развитие намагниченности (M) в предлагаемой модели описывается уравнением:

$$\frac{dM(t, x, y, z)}{dt} = \frac{(M_0 - M(t, x, y, z))}{T_1(x, y, z)} + D(x, y, z) \cdot \Delta M(t, x, y, z), \quad (4)$$

где M_0 – равновесное значение намагниченности в выделенном объеме, $T_1(x, y, z)$ – время спин-решеточной релаксации, $D(x, y, z)$ – коэффициент самодиффузии, Δ – оператор Лапласа. С начальными условиями $M(0, x, y, z) = 0$.

Первый член правой части уравнения (4) ответственен за восстановление намагниченности после воздействия первого 90° импульса за счет СРР, второй член – за процесс диффузии. Начало развития намагниченности отсчитывается по окончании воздействия первого 90° импульса. Решение уравнения (4) в «общем» виде носит чрезвычайно сложный характер и возможно лишь численными методами. Известно, что вблизи парамагнитной примеси значение $T_1(x, y, z)$ чрезвычайно мало по сравнению со значением $T_1(x, y, z)$ для ядер водорода, удаленных от парамагнитной примеси. Зависимость $T_1(x, y, z)$ от расстояния до стенки поры (r) разными авторами оценивается по-разному (от r^3 до r^6). В результате намагниченность ядер водорода вблизи парамагнитной примеси восстанавливается до равновесного значения за очень короткое время, а намагниченность ядер водорода, удаленных от парамагнитной примеси, восстанавливается за счет времени СРР и процесса диффузии, т.е. за счет более длинновременных процессов. Это позволяет упростить ситуацию, приняв намагниченность в точке нахождения парамагнитной примеси равновесной, а значение намагниченности остальных ядер водорода на начало рассмотрения равной нулю. Кроме того, если учесть, что наблюдаемые времена СРР нефтей значительно меньше, чем времена СРР для индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций, то можно пренебречь первым членом правой части уравнения (4). В этом случае уравнение (4) примет вид:

$$\frac{dM(t, x, y, z)}{dt} = D(x, y, z) \cdot \Delta M(t, x, y, z), \quad (5)$$

с начальными условиями: $M(0, 0, 0, 0) = M_0$, $M(0, x, y, z) = M_0$ при $x > 0$, $y > 0$, $z > 0$.

Решение уравнения (5) для мицеллы, имеющей форму шара, в сферической системе координат имеет вид:

$$M(t, r, R) = M_0 \cdot \frac{2}{3} \left\{ \frac{R}{r} - \frac{R}{r} \left[\frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{(r)}{2 \cdot \sqrt{D(r) \cdot t}}} \exp(-\omega^2) \cdot d\omega \right] \right\}, \quad (6)$$

где r – текущее значение координаты, R – радиус в выделенном элементарном объеме пространства дисперсной

системы, где $\frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^{\frac{(r)}{2 \cdot \sqrt{D(r) \cdot t}}} \exp(-\omega^2) \cdot d\omega$ – интеграл вероятности ошибок.

Нормированная намагниченность в выделенном объеме равна:

$$M(t) = \frac{\int_0^R M(t, r, R) \cdot r^2 dr}{\int_0^R r^2 dr}, \quad (7)$$

Значения R рассчитывались из степени дисперсности нефтяной системы, которая определялась из условия, что одна мицелла содержит один ион ванадия. Для исследованных нефтей значения R лежат в пределах от 7,6 нм до

16,1 нм. Это основано на анализе спектра ЭПР ванадильного радикала, который показывает, что ионы ванадия не взаимодействуют между собой, т.е. они разнесены друг от друга на расстояние не менее 1-3 нм. Данное условие является предположением, которое требует уточнения, так как значения *R* превосходят значения 1-3 нм.

Мы считаем, что коэффициенты диффузии для ядра мицеллы и сольватной оболочки равны и по порядку величины близки к значению коэффициента диффузии для пластмасс $(0,001 \div 1) \cdot 10^{-12} \text{ м}^2 \cdot \text{сек}^{-1}$ (в расчетах приняты равным $D = 1 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 \cdot \text{сек}^{-1}$). Коэффициент диффузии дисперсной среды по порядку величины близок к значениям коэффициента диффузии для индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций $(0,0015 \div 7) \cdot 10^{-9} \text{ м}^2 \cdot \text{сек}^{-1}$ и в расчетах принят равным $D = 5 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2 \cdot \text{сек}^{-1}$.

Вычислялись значения *M(t)* для различных *R* при значениях радиуса *r₀* сферы, включающей ядро и сольватную оболочку мицеллы. Полученные значения *M(t)* аппроксимированы уравнением (1). В табл. 2 приведены значения характеристик релаксационной кривой предлагаемой модели. Каждая релаксационная кривая разложена на 6 экспонент с погрешностью менее 1 %. Разложение теоретической релаксационной кривой произведено в отличие от экспериментальной в отсутствие шумов и при значительно большем количестве точек релаксационной кривой. Анализ полученных результатов показывает наличие компоненты с очень коротким временем релаксации. Величина амплитуды этой компоненты увеличивается с увеличением *R* при фиксированном *r₀*, т.е. с увеличением объема дисперсионной среды. Эта компонента соотносится с дисперси-

онной средой, имеющей наибольшую подвижность. При дальнейшем увеличении *R* величина амплитуды этой компоненты становится чрезвычайно большой, что противоречит наблюдаемым в эксперименте данным. Отсюда следует, что ядро мицеллы совместно с сольватной оболочкой занимает значительную часть объема элемента пространства дисперсной системы. При детальном анализе экспериментальные релаксационные кривые обнаруживают компоненты с очень коротким временем релаксации порядка 100 мкс с амплитудой порядка 5-10 %.

Для исследований времен СРР в поровом пространстве нами были подготовлены 16 модельных образцов, представляющих собой измерительные пробирки с нефтью 4 различных месторождений, в которые засыпался некоторый объем (8 см³) зёрен песка определенной фракции. Степень насыщения нефтью порового пространства достигалась порядка 1. Разделение на фракции производилось с помощью сит, средний диаметр зерен составил 40 мкм, 82 мкм, 130 мкм и 282,5 мкм. Фракции песка перед приготовлением модельных образцов прокаливались при

R, нм	11	12	14
T ₁ (1), мс	2100	1830	2280
a ₁ , %	5	4.5	3
T ₁ (2), мс	181.6	162.7	147
a ₂ , %	7	6	6
T ₁ (3), мс	19.5	34.7	25
a ₃ , %	27	12	10
T ₁ (4), мс	3.27	7.6	6.2
a ₄ , %	33	22	16
T ₁ (5), мс	0.92	1.8	1.6
a ₅ , %	15	26	18
T ₁ (6), мс	0.0025	0.0017	0.0031
a ₆ , %	13	29.5	47

Табл. 2. Параметры разложения кривой СРР предлагаемой расчетной модели для различных *R* при *r₀* = 10 нм.

Месторождение	№ скважины	Возраст	Глубина отбора, м	Плотность d при 20 °С, кг/м ³	Вязкость η, мм ² /сек				Содержание, % масс					N(VO) 10 ¹⁵ (спин/гр)	При T=21°C					При T=36 °C				
					20°C	30°C	40°C	50°C	H ₂ O	S	Асфальтены	Смолы сернистые	Парафины		T ₁ (1) мс	a ₁ %	T ₁ (2) мс	a ₂ %	T _n мс	T ₁ (1) мс	a ₁ %	T ₁ (2) мс	a ₂ %	T _n мс
Акташская		D _{3п}		860	14.6						1.97	7.3	1.53	3.6	42	28	329	72	113	49	28	348	72	128.5
Акташская		C _{1vbb}		897	47.3						4.2	12.7	2.44	10.7	19.5	33	123	67	44.7	23.8	38	126	62	47.9
Чегодайское	1212	D _{3пкп}	1820.4-1821.2	866.9	85.3	44.7	26.7	20	сле-ды	1.8	1.9	11.8	4.8	3.6	32	29	234	71	82.7	40	29	286	71	102.7
Дачное	412	C _{2b}	944.3-946.7	914.9	163.2	91.1	49.2	35.9	0.9	3.3	4.3	26.7	3.5	23.2	12.2	31	59	69	27	13.9	32	69	68	30.4
Вишнево-Полянское	1090	C _{2b}	1066.7-1081.9	914	213.5	116	73.6	50.9	сле-ды	4.4	5.3	22.3	5	15	12.4	34	55	66	25.4	13.4	36	60	64	26.6
Степно-озерская	1163	C _{2b}		932	365.7	239	150	82.8	2.8	4.4	6.8	30.2	4	17	10	31	40	69	20.7	12.1	36	51	64	23.6
Черемшано-Бастрыкское	4362	C _{2b}	877-886.3	932	420.4	219	137	65.7	2.6	4.5	8.3	25	3.7	13	10.9	30	47	70	23.6	12.6	34	53	66	25.4
Красно-октябрьское	11860	C _{1vbb}	1181-1182.3	903.2	452.9	235	132	78	сле-ды	3.9	4.9	27.3	3.7	13.4	13.2	31	69	69	29.9	14.4	33	75	67	31.4
Акубаево-моксинское	336	C _{2b}	1136.7-1138.5	938.3	477.1	254	154	89.6	5	4.2	10.2	26.4	5.8	24.9	10.5	32	39.6	68	21	11.7	35	44	65	22.4
Аделяковское	1180	C _{1vbb}	1280-1282.6	920.4	1471	712	328	185.1	сле-ды	4.5	4.1	32.3	4.2	18	9.1	34	36	66	18	11	39	43.9	61	20.3
Чегодайское	1211	C _{1vbb}	1219-1228	922.7	7344	2545	1672	598.7	0.6	4.6	12.4	27.2	5.4	40	9.8	34	29.9	66	17.6	9.8	35	30.8	65	17.6

Табл. 1. Геохимические параметры, содержание ванадильного (VO) радикала и компоненты разложения кривой СРР нефтей ряда месторождений Республики Татарстан.

Месторождение	диаметр зерен, мкм	Вязкость нефти μ , мм ² /сек	Плотность нефти d , кг/м ³	$T_1(1)$ мс	a_1 %	$T_1(2)$ мс	a_2 %	T_n мс
Чегодайское, скв.1211		7344	922.7	9.8	34	29.9	66	17.6
	282.5			7.9	25	24.4	75	16
	130			7.4	24	24.5	76	15.8
	82			8.2	27	23.8	73	15.7
	40			6.6	21	22.4	79	14.9
Красно-октябрьское, скв.11860		452.9	903.2	13.2	31	69	69	29.9
	282.5			12.5	33	56	67	26.1
	130			11.4	33	51	67	23.8
	82			11.4	32	52	68	24.3
	40			11	32	52	68	23.7
Чегодайское, скв.1212		85.3	866.9	32	29	234	71	82.7
	282.5			26	32	169	68	61.2
	130			24	30	155	70	58.8
	82			22	31	140	69	52.6
	40			22	31	134	69	52
Акташская пл.		14.6	860	42	28	329	72	112.9
	282.5			43	29	313	71	111
	130			40	30	268	70	98.9
	82			38	30	245	70	93
	40			37	31	242	69	89.1

Табл. 3. Параметры разложения кривой СРР нефтей в модельном поровом пространстве зерен песка диаметром 40, 82, 130 и 282,5 мкм, соответственно.

температуре 300°C в течение 4 часов; приготовленные образцы перед измерением выдерживались 2 суток.

Релаксационные характеристики нефтей в модельных образцах представлены в табл. 3. Приведенные данные показывают, что с уменьшением диаметра зерна песка (то есть диаметра пор) сокращаются времена СРР. Степень сокращения времен СРР зависит от вязкости нефти (чем больше вязкость нефти, тем меньше сокращение времени СРР). Сокращение времен СРР, таким образом, интерпретируется как увеличение вязкости нефти в поровом пространстве. Увеличение вязкости нефти возможно рассчитать на основе сокращения времен СРР при помощи уравнения (3). В (Тульбович, 1990) явление сокращения времен СРР объясняется ограничением подвижности молекул нефти за счет их взаимодействия с поверхностью породы. При этом механизм ограничения подвижности молекул нефти на расстояниях порядка 1-100 мкм не обсуждается.

Для объяснения сокращения времен СРР в поровом пространстве предлагается следующая модель: поверхность поры оказывает воздействие на молекулы нефти, находящиеся в непосредственном контакте со стенкой (пристеночная нефть), подвижность этих молекул ограничивается молекулярным взаимодействием, остальная нефть имеет свойства нефти свободного объема. На границе раздела «твердое тело – жидкость» должна происходить компенсация поверхностных зарядов. Трудно предположить, что все поверхностные заряды нефти компенсируются поверхностными зарядами твердого тела. Скорее всего, происходит частичная компенсация зарядов нефти. В этом случае оставшиеся некомпенсированные заряды нефти представляют собой радикалы или парамагнитные примеси. Намагниченность молекул нефти вблизи парамагнитной примеси восстанавливается очень быстро. Между пристеночной нефтью и остальной нефтью происходит диффузионный обмен. При этом происходит восстановление намагниченности всего объема поры, в дополнение к механизму восстановления намагниченности

за счет релаксации через радикалы металлов, находящихся в ядре мицеллы. Восстановление намагниченности всего объема поры посредством диффузионного обмена намагниченности пристеночного слоя происходит тем быстрее, чем больше удельная поверхность породы, которая обратно пропорциональна диаметру зерен породы, что подтверждается данными, представленными в табл. 3.

Таким образом, предлагаемая нами модель релаксации нефти в свободном объеме и в поровом пространстве позволяет объяснить многоэкспоненциальный характер релаксационных кривых, не прибегая к представлению об ограничении подвижности молекул нефти асфальтено-смолистыми веществами и поверхностью твердого тела на расстояниях, значительно превосходящих размер молекулы.

Литература

- Белорай Я.Л., Неретин В.Д., Костылев В.В. Терморелаксация протонов и реология пластовых углеводородов. *Геология нефти и газа*. 1984. №9. 56-58.
- Вашман А.А., Пронин И.С. Ядерная магнитная релаксация и её применение в химической физике. М.: Наука. 1979.
- Гузей Л.С., Жмурко Г.П., Соболева Н.Ю. Обзор исследований в области металлохимии нефти. *Российский химический журнал*. Т.XXXIX. 1995. №5. 64-74.
- Иванович Й.А. Модель мицеллы дисперсной системы дистиллятного остатка нефти. *Российский химический журнал*. Т.XXXIX. 1995. №5. 39-46.
- Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы в процессах добычи, транспорта и переработки нефти. *Российский химический журнал*. Т.XXXIX. 1995. №5. 47-52.
- Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. М.: Недра. 1990.
- Фукс Г.И. Вязкость и пластичность нефтепродуктов. Москва-Ижевск. Институт компьютерных исследований. 2003.

S.E. Voitovich, V.A. Safin, V.V. Vinokurova, N.M. Nizamutdinov. **Relaxation characteristics of oil in the free volume and in the pore space of the collectors.**

It is shown, that non- exponential relaxation of oil proton system is greatly defined by presence of paramagnetic centers. Heat proton diffusion is a transport mechanism of magnetization to paramagnetic center.

Key words: NMR, EPR, oil, bitumen, spin-lattice relaxation.

Сергей Евгеньевич Войтович

Главный геолог Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть».

420111, Казань, Чернышевского, 23/25. Тел: (843) 292-52-06.

Валентина Владимировна Винокурова

Старший научный сотрудник

Назым Минсафович Низамутдинов

Д.геол.-мин.н., профессор

Институт геологии нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет. 420008, Казань, Кремлёвская, 18. Тел: (843) 292-70-62.

УДК: 521.9/523.3

Ю.А. Нефедьев¹, С.Г. Валеев², Н.Ю. Вараксина¹, Р.Р. Заббарова¹
К.О. Чуркин¹, В.С. Боровских³¹Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта, Казань, star1955@mail.ru²Ульяновский государственный технический университет, Ульяновск, sgv@ulstu.ru³Казанский государственный архитектурно-строительный университет, Казань, borovskix@kgasu.ru

НОВЫЙ МЕТОД ПОСТРОЕНИЯ ЕДИНОЙ СЕЛЕНОЦЕНТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ КООРДИНАТ НА ПОВЕРХНОСТИ ЛУНЫ

Построение глобальной опорной сети на поверхности Луны является одной из важнейших задач современной селенодезии. В работе описываются основные подходы создания единой селеноцентрической системы координат в системе центра масс и главных осей инерции Луны на основе объединения космических и наземных наблюдений.

Ключевые слова: интеллектуальные навигационные системы, опорные селеноцентрические сети, регрессионные методы обработки данных, планетология.

Введение

Развитие космических технологий предъявляет особые требования к результатам координатно-временного обеспечения, включающего реализацию систем отсчета, установление взаимной ориентации инерциальной и динамической систем координат, исследованию динамики и геометрии небесных тел. Однако космические исследования Луны, выполняемые не только в научных, но и в практических целях, не обеспечены селенодезической координатной сетью – каталогом опорных объектов, достаточно полно охватывающим видимую и обратную стороны Луны и имеющим центр, близкий к центру масс.

При наличии базового селеноцентрического каталога селеноцентрических координат опорных объектов на видимой стороне Луны КСК-1162 (Казанский Селеноцентрический Каталог) и ряда каталогов объектов в либрационной зоне и на обратной стороне Луны в разнородных системах построение единой системы координат с центром и осями, совпадающими с центром масс Луны и главными осями ее инерции, включает следующие этапы: 1) исследование систематических и случайных ошибок каталога КСК-1162; 2) сгущение и расширение системы каталога КСК-1162 на видимую, обратную стороны Луны и либрационную зону.

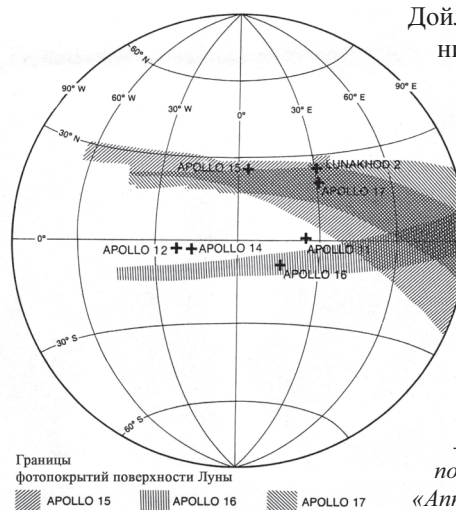
Каталог на основе данных миссии

«Аполлон»

По данным миссий «Аполлон» была создана опорная селенодезическая сеть на видимой полусфере Луны. Специальная метрическая камера позволяла с борта корабля одновременно фотографировать поверхность Луны и звездного поля и производить лазерную альтиметрию фотографируемых участков. Астрофотографии звездных полей в дальнейшем использовались при редукции наблюдений для определения ориентации метрической камеры относительно небесной системы координат. В результате была достигнута точность фотографирования поверхности Луны 5-10 мкм и точность ориентации метрической камеры относительно небесной системы координат 20". С использованием фотограмметрических методов обработки лазерные и фотографические наблюдения Луны были приведены в единую систему и затем были получены координаты лунных объектов в системе центра масс Луны. Последнее

осуществлено из сравнительного анализа баллистических орбитальных эфемерид и лунных гравитационных и либрационных моделей. Однако данная опорная сеть покрывает всего 10 % лунной поверхности (полоса шириной 150-500 км, простирающаяся по долготе от 60° с запада до 70° на восток в экваториальной зоне). Координаты имеют расчетную точность 20-40 м по высоте и ± 300 м в плановых координатах. Также остается неизвестной точность ориентации осей системы координат относительно лунных осей инерции и сдвиг ее по отношению к центру масс Луны.

Для распространения опорных сетей миссии «Аполлон» на всю видимую полусферу Луны решили использовать малоизвестный наземный каталог Мейера Д.Л., содержащий координаты для 1156 точек и построенный в системе центра фигуры Луны. В данном каталоге содержится 130 общих точек, входящих в опорный каталог миссии Аполлон. В качестве унифицированной опорной сети для привязки каталога Мейера в области покрываемой камерами Аполлонов была выбрана трансформированная опорная сеть DMA/603 миссии Аполлонов. Были определены параметры трансформации с целью отображения 130 координат каталога Мейера в 130 унифицированных опорных сетевых координатах. Среднеквадратичные ошибки оказались равными 808 м, а среднее смещение 130 точек 1352 м. Используя эти параметры 1026 оставшихся координат каталога Мейера, были переведены в систему унифицированных опорных сетевых координат.



Дойл Ф.Д. и др. выполнили подробный анализ внутренней точности системы Аполлонов. Анализ показал, что среднеквадратичное отклонение горизонтальных положений большин-

Рис. 1. Границы области фотосъемки поверхности Луны с КК «Аполлонов».

ства точек для Аполлонов 15 и 17 оказалось менее чем 30 м. Области Аполлона 16 были значительно беднее, со среднеквадратичным отклонением горизонтальных положений в западных областях, увеличивающихся до 1800 м, и до 30 м в областях, общих с Аполлонами 15 и 17. Эти результаты позволяют выделить те области, где координаты миссий Аполлонов очень надежные и показывает те небольшие области, где они могут иметь значительные ошибки. Для трансформирования топографических координат Аполлона использовались три станции ALSEP. Поскольку среднеквадратичные ошибки трансформации оказались менее 80 м и ошибка измерений около 60 м, можно считать, что точки вблизи и между тремя станциями ALSEP имеют ошибки положения менее чем 150 м. Смещение от места расположения ALSEP увеличивает предполагаемую плановую ошибку до 300 м, и это большинство территорий в области охвата измерений. Ошибки положений точек, находящихся вблизи границ изученных областей, могут достичь 300 м и даже превысить 1000 м.

Последнее свидетельствует о том, что распространение опорной сети миссии «Аполлон» на видимую сторону Луны может содержать значительные неточности. Таким образом, создание более точной опорной системы координат на лунной поверхности остается актуальной и востребованной для навигации Луны задачей.

Метод построения единой селеноцентрической системы координат

При построении опорной сети КСК-1162 использованы алгоритмы, разработанные для привязки лунной и звёздной пластинок. По меньшей мере две из рассматриваемых при этом задач метода наименьших квадратов (МНК) могут быть на сегодняшний день решены точнее. Поскольку переобработка базового каталога потребует громоздких перевычислений, следует исследовать и численно оценить, насколько это будет целесообразно. При решении стандартной задачи определения постоянных звёздной пластинки использовался метод шести постоянных (метод Тернера). Рассмотрим три возможные модификации этого способа, основанные на регрессионном моделировании (Валеев, 1991).

а) Метод полного перебора структур. Вместо полиномиального разложения стандартных координат звёзд X и Y первой степени по измеренным координатам звёзд x и y можно использовать полиномы второй и третьей степеней. Полным перебором структур под условием минимума «внешней» среднеквадратической ошибки (СКО) σ_{Δ} определяется оптимальная структура модели трансформации по каждой координате. Такая модель «плавающей» структуры для каждой пластинки обеспечивает повышение точности определения координат меток и, соответственно, объектов каталога от нескольких десятков процентов и выше.

б) Метод ортогонализации для двумерного случая. Задача трансформации координат рассматривается как задача Тернера с дополнительным условием ортогональности перехода из системы измеренных координат в стандартную, что является адаптацией к нарушению условия МНК о независимости измеренных координат x и y .

в) Метод учета взаимозависимости стандартных координат X и Y (решение системы одновременных уравнений-СОУ). В этом случае устраняется влияние взаимозависимости между стандартными координатами X и Y . При ее обнаружении одна из координат поступает в правую часть полинома по другой координате – с коэффициентом, подлежащим оцениванию.

Вторая задача МНК решается для системы в работе (Ризванов, 1985):

$$A\theta + \varepsilon = Z, \quad (1)$$

где $A = (A_{ij})_m$ – ранее вычисленная матрица преобразования координат для каждой m -ой пластинки, $\theta = (\Delta\xi, \Delta\eta, \Delta\zeta)$ – вектор оцениваемых поправок к принятым значениям координат кратеров (объектов каталога), $Z = (\Delta X, \Delta Y)_K^T$ – вектор наблюдений.

В отличие от первой задачи, нацеленной на прогнозирование, выражение (1) используется только для получения оценок $\Delta\xi, \Delta\eta, \Delta\zeta$, что приводит к необходимости проверки условий применения МНК – диагностики условий регрессионного анализа (РА)-МНК. При их выполнении можно констатировать, что найденные оценки являются наилучшими линейными оценками (состоятельными, несмещёнными и эффективными) в пределах возможностей использованного объёма наблюдений. Адаптацию к нарушению условий независимости $\Delta\xi, \Delta\eta, \Delta\zeta$ и $\Delta X, \Delta Y$ между собой можно выполнить методом ортогонализации или решением СОУ, отмеченным выше. Способы адаптации к другим нарушениям рассматриваются в монографии (Валеев, 1991).

При сгущении и распространении селеноцентрического каталога на видимую и обратную сторону Луны, а также на её либрационную зону, необходимо с высокой точностью решить задачу определения элементов матриц перехода между базовой КСК-1162, промежуточными системами и редуцируемым каталогом.

Для её прецизионного решения можно исследовать способы, эскизно представленные выше для двумерного случая. Достаточно подробно рассмотрим один из них, его аналитическая версия применена для распространения координатной сети видимого полушария Луны на обратную по результатам измерения снимков с АМС «Зонд-6,-8».

Обычно при преобразовании координат из одной прямоугольной системы (X) в другую (Y) используется модель аффинного преобразования:

$$X = AX + X_0, \quad (2)$$

где $X = (X_1 X_2 X_3)^T$, $Y = (Y_1 Y_2 Y_3)^T$ – векторы координат в системах M_x и M_y , $A = (A_{ij})$ – матрица ориентации, $X_0 = (X_{01} X_{02} X_{03})^T$ – вектор смещения центра системы M_x относительно M_y . Для определения по общим объектам элементов a_{ij} и смещения используется МНК, применяемый к каждой из трёх подсистем уравнений по отдельности или к совместной системе.

Преобразование (2) не всегда обеспечивает удовлетворительную точность. Из-за ошибок координат в системах M_x и M_y и возможной взаимозависимости оценок a_{ij} матрица A может не удовлетворять условиям ортогонального перехода из M_y в M_x :

$$A^T A = E, \det A = 1, \quad (3)$$

где E – единичная матрица.

В связи с этим, моделью, конкурирующей с моделью (2) и возможными другими, является выражение (2), рассматриваемое совместно с условиями (3). Такая модель применялась в работе (Валеев, 1991). В рамках теории ус-

ОЦЕНКА ПРОДУКТИВНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ СПОСОБОМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ЛАБОРАТОРНЫХ ДАННЫХ (Пякяхинское месторождение, скважина 2020)

Проведена литогеохимическая интерпретация лабораторных данных по скважине №2020 Пякяхинского месторождения при помощи сопоставления химического состава с коллекторскими и другими свойствами пород. Установлено, что литогеохимический индекс исследуемых пород изменяется от минимальных значений к наибольшим значениям в зависимости от типа насыщенности пород флюидами в направлении УГЛЕВОДОРОД (УВ) → УВ+ВОДА → ВОДА → НЕКОЛЛЕКТОР. Предлагается использовать литогеохимический индекс для разделения гидрофильных, гидрофобных коллекторов и прогноза УВ.

Ключевые слова: оценка, продуктивность, насыщенность, лабораторные анализы, интерпретация, керн.

Совместное использование современных математических методов анализа и специальных (геологических, геофизических, петрофизических и др.) методов позволяет получить более детальную информацию об особеннос-

тях строения продуктивных толщ (Элланский, 2003). В данной работе на основе разработки новых методических приемов комплексной интерпретации гранулометрических, рентгеноспектральных и других лабораторных данных

Окончание статьи Ю.А. Нефедьева, С.Г. Валеева, Н.Ю. Вараксина, Р.Р. Заббарова, К.О. Чуркина, В.С. Боровских «Новый метод построения единой селеноцентрической...»

ловной оптимизации параметры этой модели могут быть оценены путём аналитического или численного решения задачи поиска минимума (абсолютного или относительного) квадратичной формы $S = \varepsilon^T \varepsilon$ с нелинейными ограничениями в виде равенств:

$$\begin{aligned} \min \varepsilon^T \varepsilon, \\ A, X_0 \in G, \\ A^T A = E, \det A = 1, \end{aligned} \quad (4)$$

где ε – вектор ошибок для модели (2), $\varepsilon^T \varepsilon = \sum_{1 \leq i \leq n} \sum_{1 \leq j \leq 3} \varepsilon_{ij}^2$, n – количество объектов; G – допустимая область.

Заключение

В заключении можно сделать следующий вывод. Выбор метода трансформации координат должен быть осуществлён в результате тщательных исследований сравнительной эффективности следующих подходов: аффинного преобразования; оптимальной полиномиальной аппроксимации; ортогонального преобразования без и с учётом систематических ошибок; решения системы одновременных уравнений и др.

Следует отметить, что согласно данной работе, прогресс достигнутый мировой наукой с целью создания опорной сети привязанной к данным миссий «Аполлонов» ограничился созданием на видимой полусфере Луны достаточно неточной системы, особенно в плановых координатах с ошибками до 1 км.

Литература

Валеев С.Г. Регрессионное моделирование при обработке наблюдений. М.:Наука. 1991.

Ризванов Н.Г. Система координат 264 опорных кратеров по крупномасштабным снимкам Луны со звёздами. Труды КГАО. 1985. №49. 80-110.

Nefedyev Y.A., Valeev S.G., Varaksina N.Y., Zabbarova R.R., Churkin K.O. Borovskih V.S. **Construction of a unified selenocentric coordinate system on the lunar surface.**

Construction of a global reference network on the lunar surface is one of the most important problems of modern selenodesy. We describe main approaches to modeling the reference selenocentric coordinate system in the center of mass and principal axes of inertia of the Moon based on the combination of space and ground-based observations.

Key words: intelligent navigation systems, reference selenocentric network, regression methods for data processing, planetology.

Юрий Анатольевич Нефедьев

Д.физ.-мат.н., профессор, директор Астрономической обсерватории им. В.П. Энгельгардта.

Наталья Юрьевна Вараксина

Мнс Астрономической обсерватории им. В.П. Энгельгардта.

Регина Рустэмовна Заббарова

Аспирант кафедры Вычислительной физики.

Константин Олегович Чуркин

Аспирант кафедры Вычислительной физики.

Казанский (Приволжский) федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18. Тел: (927) 425-93-30.

Султан Галимзянович Валеев

Зав. кафедрой Прикладной математики и информатики Ульяновского государственного технического университета

432027 Ульяновск, ул.Северный Венец, 32.

Тел: (927) 801-14-71.

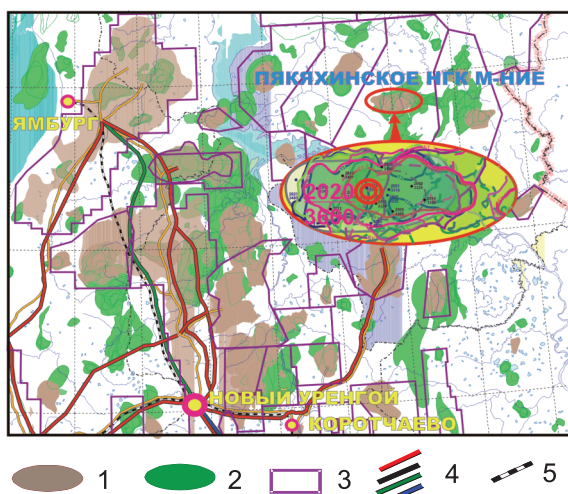


Рис. 1. Обзорная схема района работ. 1 – месторождения УВ, 2 – перспективные площади, 3 – лицензионные участки, 4 – трубопроводы, 5 – железные дороги.

показана возможность повышения результативности нефтегазопоисковых работ. Аналитический материал работы представлен результатами изучения керна по скважине № 2020 Пяяхинского месторождения. Отбор керна при бурении скважины производился из отложений покурской (пласты ПК18-0, ПК18, ПК19, ПК20, ПК21), малохетской (пласт БУ4) и заполярной (пласты БУ5-1, БУ6-1, БУ6-2, БУ10-11, БУ15-1, БУ15-2, БУ16-0, БУ16, БУ17, БУ18-1 и БУ18-2, БУ21) свит. Исследовано 265,40 м разреза (выход керна 245,64 м), представленный песчано-глинистыми отложениями. Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы» (под ред. Нестерова И.И., 1984) месторождение приурочено к субширотной ориентированной положительной структуре I порядка – Хальмерпаютинскому мегавалу, расположенному в пределах Надым-Тазовской синеклизы (Рис. 1). В административном плане находится на территории Ямало-Ненецкого автономного округа.

В предлагаемой методике нами вводятся понятия: «главные и второстепенные элементы» – перечень параметров химического состава пород, представленный в виде суммы главных и второстепенных элементов; «литогеохимический индекс» – величина, которая характеризует физико-химическое состояние пород (Саеггалеев, 2006; 2008).

Первый параметр – сумма породообразующих (главных) элементов, среднее содержание которых изменяется от 75,0 до 95,0 %. Второй параметр – сумма второстепенных элементов, среднее содержание которых изменяется от 7,0 до 25,0 %.

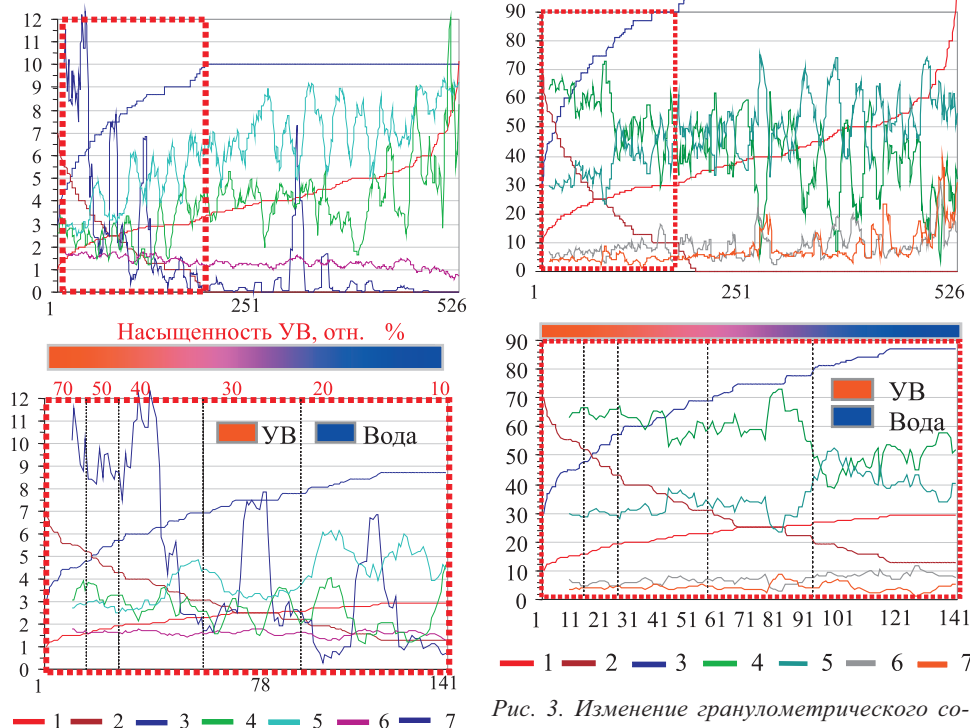


Рис. 2. Закономерное изменение флюидонасыщенности пород по литогеохимическому индексу. 1 – Литогеохимический индекс, усл.ед., 2 – УВ насыщенность, %, 3 – Квс расчетный, %, 4 – УЭС 100 % насыщенного образца, Ом*м, 5 – Квс экспериментальный, %, 6 – Кпо, %, 7 – Кпр 10⁻³ мкм².

Для надежного прогнозирования нами использованы лишь такие зависимости между значениями сумм главных и второстепенных элементов, у которых коэффициент корреляции равен 1,00, хотя обычно используются зависимости с коэффициентом корреляции больше 0,87 (Поротов, 2006).

Таким образом, определено, что для исследуемых отложений главными породообразующими оксидами являются SiO₂, Al₂O₃, Na₂O, K₂O. Все остальные рассмотренные сочетания главных и второстепенных элементов (включая микрокомпоненты) при корреляции показывают величину аппроксимации меньше 1. Определяется эталонный образец с минимальным содержанием суммы второстепенных элементов (при этом качественный состав второстепенных элементов значения не имеет). Вычисляется отношение значений суммы второстепенных элементов исследуемого образца к сумме второстепенных элементов эталонного образца, которое показывает во сколько раз в исследуемых образцах, отличается суммарное содержание второстепенных элементов от содержания второстепенных элементов в эталонном образце. Эта величина называется литогеохимическим индексом породы и представляет собой положительное число равное или больше 1,00. Сопоставление литогеохимического индекса с закономерностями изменения литологического состава и петрофизических свойств пород в зависимости от степени и типа их флюидонасыщения позволяет уточнить нефтегазоносность выявленных продуктивных горизонтов.

На рис. 2 показан характер распределения параметров

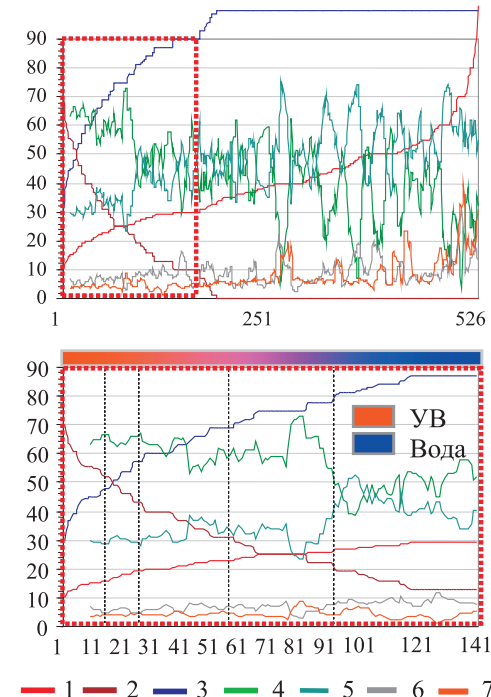


Рис. 3. Изменение гранулометрического состава пород в зависимости от типа и степени насыщенности пород (по возрастанию литогеохимического индекса). 1 – Литогеохимический индекс, усл.ед., 2 – УВ насыщенность, %, 3 – Квс расчетный, %, 4 – Псаммитовая фракция, %, 5 – Алевролитовая фракция, %, 6 – Пелитовая фракция, %, 7 – Карбонатность, %.

фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) (коэффициент эффективной пористости, коэффициент проницаемости, удельное электрическое сопротивление 100% насыщенного образца, коэффициент остаточной водонасыщенности) в зависимости от возрастания величины литогеохимического индекса. Для всех разновидностей песчано-глинистых пород данного разреза величина литогеохимического индекса изменяется от 1 до 10,2. По возрастанию литогеохимического индекса на графике выделяются две области значений параметров ФЭС с различными особенностями их распределения. Значения параметров ФЭС в левой части диаграммы имеют более выраженный характер распределения, чем в правой. Эта область выделена по значению литогеохимического индекса равного 3 (красная пунктирная рамка). Необходимо отметить, что в правой части диаграммы отмечается область распределения аномально высоких значений проницаемости, обусловленная развитием процессов цеолитизации коллекторов. Это связано с тем, что заполнение порового пространства только цеолитом, сохраняет фильтрационную способность пород. При более детальном рассмотрении левой части диаграммы видно, что эта область по характеру распределения значений параметров ФЭС подразделяется еще на две части. Эти области разграничены диапазонами значений литогеохимического индекса от 1,0 до 1,9 и от 2,0 до 2,9.

Таким образом, наблюдается ярко выраженная группировка образцов пород по их литогеохимическим индексам. По физико-емкостным свойствам в диапазоне литогеохимического индекса от 1,0 до 1,9 группируются насыщенные углеводородами (УВ) образцы коллекторов, в диапазоне литогеохимического индекса от 2,0 до 2,9 группируются УВ-водосодержащие образцы коллекторов. В целом, по возрастанию литогеохимического индекса возрастают значения водонасыщенности и удельного электрического сопротивления для 100% насыщенных образцов, и, наоборот, уменьшаются значения эффективной пористости и проницаемости (соответственно наблюдается уменьшение УВ насыщенности). Необходимо отметить, что при величине литогеохимического индекса от 3,0 до 7,0 исследуемые образцы пород по физико-химическому состоянию классифицируются как чисто водонасыщенные, а при величине литогеохимического индекса больше 7,0 можно уверенно констатировать процесс превращения коллекторов во флюидоупоры. Классификация физико-химического состояния коллекторов по изменению величины литогеохимического индекса хорошо иллюстрируется следующими диаграммами.

При изучении изменений гранулометрического состава образцов керн в зависимости от возрастания значений литогеохимического индекса проявляется на диаграммах аналогичная закономерность (Рис. 3). На рис. 3 показано два типа распределений гранулометрических параметров, характерных для левой и правой части диаграммы, граница между которыми проходит по значению литогеохимического индекса, равного 3. В диапазоне изменения величины литогеохимического индекса от 1,0 до 1,9 наблюдается убывание песчаной фракции, возрастание алевритовой и глинистой фракции, увеличение доли карбонатной фазы (насыщенные УВ образцы керн). В диапазоне изменения величины литогеохимического индек-

са от 2,0 до 2,9 наблюдаются более резкие изменения в распределении гранулометрических параметров (УВ-водонасыщенные образцы керн). В характере распределения глинистых минералов по возрастанию величины литогеохимического индекса наблюдаются следующие закономерности (Рис. 4). На представленной диаграмме, в левой его части, четко выделяется область распределения содержаний минералов глинистого цемента отличающаяся от распределения глинистых минералов в правой части. Граница между этими двумя областями диаграммы проходит по линии, проходящей через величину литогеохимического индекса, равного 3. Анализ распределения минералов глинистого цемента показывает тенденцию постепенного уменьшения содержания каолинита и, наоборот, постепенного увеличения содержания хлорита и гидрослюда в направлении от УВ насыщенных к водосодержащим коллекторам. В образцах коллекторов, видоизмененных во флюидоупор, отмечается увеличение содержания каолинита и гидрослюда.

Распределение химических оксидов и элементов Fe_2O_3 , MgO , TiO_2 , P_2O_5 , CaO , ППП (потери при прокаливании), S, Ba и других микрокомпонентов в зависимости от возрастания величины литогеохимического индекса закономерно связано с интенсивностью вторичных изменений (пиритизации, хлоритизации и карбонатизации) коллекторов. Установлена тенденция постепенного роста содержаний второстепенных элементов в диапазоне изменения литогеохимического индекса от 1,0 до 2,9 и выше; причем в диапазоне изменения литогеохимического индекса от 3,0 до 9,0 наблюдается более резкое увеличение содержаний Fe_2O_3 , S и MgO ; при значениях литогеохимического индекса более 7,0 наблюдается резкое увеличение содержаний CaO , ППП. Таким образом, процесс превращения образцов коллекторов во флюидоупоры фиксируется по повышенным содержаниям вышеназванных второстепенных элементов и выделяется по наибольшим значениям величины литогеохимического индекса. Анализ особенностей содержания Fe_2O_3 , MgO , CaO и ППП в диапазоне изменения величины литогеохимического индекса показывает постепенное их увеличение в направлении УВ-УВ+ВОДА-ВОДА-НЕКОЛЛЕКТОР. Примечателен характер изменения содержания серы в изученных образцах керн. Установлено, что наиболее высокие значения содержания серы приурочены к коллекторам с углеводородным насыщением, тогда как в водосодержащих коллекторах отмечаются относительно низкие содержания серы.

Следующие аномально высокие содержания серы с крайне неравномерным распределением устанавливаются начиная с образцов керн, литогеохимический индекс которых больше 5. В этом случае предполагается проявление сульфатной минерализации. Изучение распределения элементов естественно-упорядоченных по разрезу показывает наличие двух групп элементов, характеризующихся четкой противоположной направленностью концентраций. Первая группа включает элементы: K_2O , Al_2O_3 , P_2O_5 , Cl, Ag, Sn, Nb, Au и Ce. Вторая группа включает элементы: Na_2O , MgO , S, Ba и Sr. Ввиду того что рассмотрение геохимии этих элементов не входит в задачу настоящей работы, отметим только факт совпадения минимального и максимального содержания этих элементов с уча-

стками развития процессов цеолитизации пород. В цеолитизированных породах первая группа элементов характеризуется минимальным содержанием, а вторая группа элементов, наоборот, высоким содержанием.

На рис. 5 представлены итоговые результаты литогеохимической интерпретации лабораторных данных и их сопоставление с данными геофизической интерпретации и результатов испытания скважины. Отметим, что рассматриваемый разрез нижнемеловых отложений по скважине 2020 характеризуется достаточно сложным строением. В породах, слагающих данный разрез, установлено наличие, по крайней мере, двух типов эпигенетических процессов, которые имеют четко выраженное зональное развитие.

Первый тип – это интенсивная карбонатизация отложений покурской свиты и группы пластов заполярной свиты вплоть до превращения отдельных прослоек песчано-алевритовых пород во вторичный флюидоупор.

Второй тип отличается интенсивной цеолитизацией отложений заполярной свиты (пласты БУ10-20). Эпигенетические изменения пород необходимо учитывать при составлении геолого-технологических мероприятий по освоению пластов и добычи продукта. Например, по результатам испытания интервалов 3120-3126 м и 3130-3144 м (пласт БУ15 1+2) вместо ожидаемого продукта был получен фильтрат бурового раствора с пленкой нефти. Хотя при сопоставлении с результатами литогеохимической интерпретации подтверждается наличие продукта в интервалах 3123,5-3126,5 м и 3127,8-3130,0 м. В данном случае отрицательный результат испытаний, по мнению авторов, связан с тем, что цеолитизированные коллекторы обладают относительно большей инерционностью на внешнее воздействие. Рекомендуется технологию проведения испытаний на цеолитизированных пропластках доработать с учетом данного обстоятельства. Перспективы этих интервалов (мощность первого интервала – 3,0 м, мощность второго интервала – 2,2 м) зависят только от возможностей технологии освоения и разработки.

Результаты других испытаний в цеолитизированных участках разреза подтверждаются данными литогеохимической интерпретации.

Авторами дополнительно выделяются шесть продуктивных интервалов. Из них наиболее перспективными (по насыщенности УВ и мощности пропластков) являются второй, третий и пятый пропластки: ПК19 (2205,0-2208,0 м), БУ4 (2658,0-2665,0 м), БУ18-1 (3261,5-3268,5 м). Пропласток №2 в интервале 2200,0-2208,0 м представлен разновидностями песчано-алевритовых пород, в нижней части с прослойками аргиллитов и углей, литогеохимический индекс пород изменяется от 1,2 до 2,8. Прогнозная оценка УВ насыщенности составляет от 16 до 64%. В середине интервала (2207,11-

2207,40 м) наблюдается прослойка углей, которые из-за сильной трещиноватости не являются флюидоупором. Высокую перспективность данного интервала подтверждают результаты интерпретации ГИС и проведенные испытания в интервале 2200,0-2206,0 м. Границы продуктивного интервала (мощность 8,0 м) рекомендуется выделять по данным литогеохимической интерпретации.

Пропласток №3 выделяется в интервале 2659,0-2673,5 м, в продуктивной части представлен песчаниками и алевритовыми песчаниками, в середине интервала в различной степени карбонатизированными водонасыщенными алевролитами (6,5 м). Индекс пород в продуктивных частях изменяется от 1,7 до 2,8. По данным ГИС интервал не продуктивный. Испытания пласта не проводились. По результатам литогеохимической интерпретации прогнозная оценка УВ насыщенности составляет от 13 до 47%. Дос-

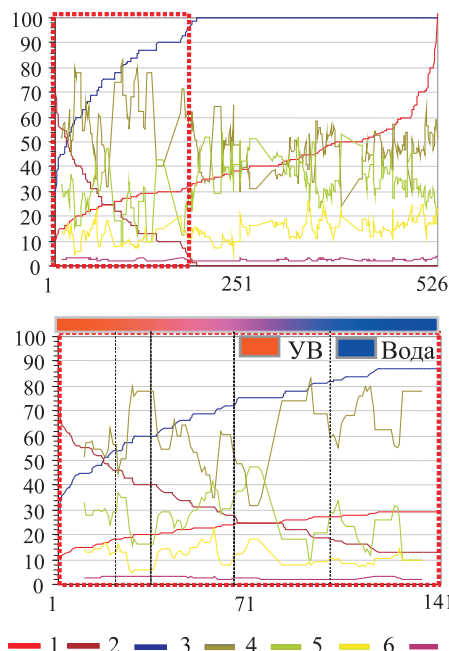


Рис. 4. Изменение содержания минералов глинистого цемента в зависимости от типа и степени насыщенности пород (по возрастанию литогеохимического индекса). 1 – Литогеохимический индекс, 2 – УВ насыщенность, %, 3 – Квс расчетный, %, 4 – Каолинит, %, 5 – Хлорит, %, 6 – Гидро-слюда, %, 7 – Смешаннослойные, %.

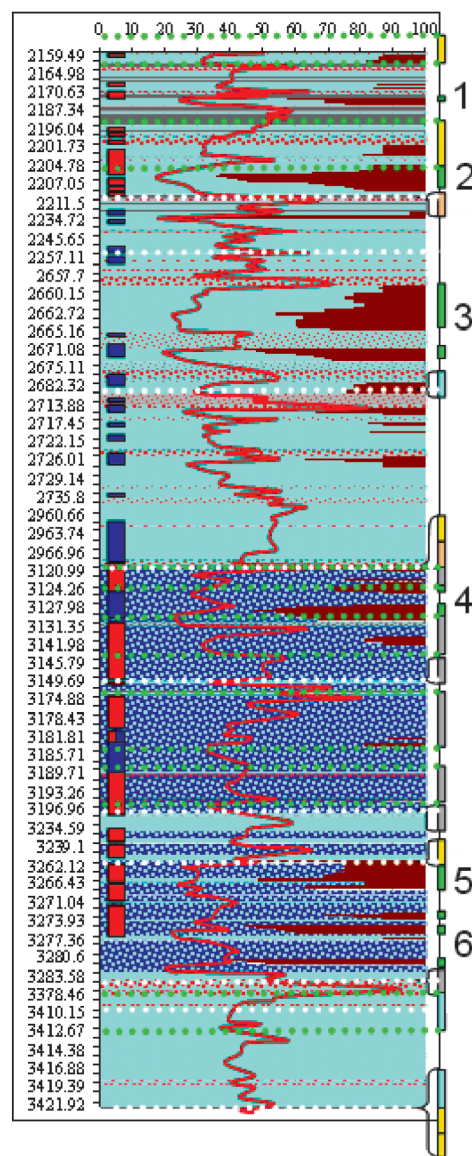


Рис. 5. Оценка продуктивности коллекторов по керну скважины 2020 Пя-кяхинского месторождения.

по данным ГИС по результатам испытаний

■ УВ ■ вода ■ нефть ■ газ ■ "сухо"

по данным литогеохимической интерпретации

■ аргиллит ■ известняк ■ цеолитизация

■ индекс ■ керн отсутствует ■ глинизация

■ интервалы испытаний ■ карбонатизация

■ УВ ■ вода ■ перспективные интервалы

таточно большая мощность интервала (около 8,0 м) подчеркивает его перспективность для промышленной разработки.

Пропласток №5 по ГИС выделяется в интервале 3261,8-3266,2 м (выделен 1 проницаемый продуктивный пропласток). Разрез сложен разновидностями песчано-алевритовых пород. По результатам литогеохимической интерпретации индекс пород в интервале 3261,5-3268,5 м изменяется от 1,4 до 2,7. Прогнозная оценка УВ насыщения изменяется от 19 до 55 %. Из-за достаточно большой мощности (7,0 м) и хорошей УВ насыщенности (среднее 31,4 %) данный интервал является перспективным для промышленного освоения. Испытания пласта не проводились. Рекомендуется границы продуктивного интервала выделять по результатам литогеохимической интерпретации.

Необходимо отметить, что группа пропластков №6 (пласт БУ18-2) в интервалах 3275,2-3277,0 м и 3281,0-3282,5 м по результатам литогеохимической интерпретации является также перспективной (Рис. 5). В первом пропластке индекс песчаников изменяется от 1,4 до 2,0. Прогнозная оценка УВ насыщенности составляет от 40 до 55 %. Во втором пропластке индекс песчаников изменяется от 1,3 до 1,7. Прогнозная оценка УВ насыщенности составляет от 49 до 65 %. При небольшой мощности (1,8 м и 1,5 м) и хорошей УВ насыщенности (средние – 47,2 и 55,2 %) перспективы этих пропластков зависят только от возможностей технологии освоения и разработки. Испытания пропластков не проводились.

В целом, по результатам литогеохимической интерпретации установлено, что продуктивные интервалы скважины 2020 Пякяхинского месторождения имеют сложный состав флюидонасыщенности (газ, нефть, вода). В среднем, по разрезу насыщенность коллекторов углеводородами не превышает 52,8 % (на данном этапе исследований разделение углеводородов на газ и нефть по литогеохимическим признакам не проводилось). Кроме того, мощная зона цеолитизации пород в отложениях пластов от БУ15 до БУ19, несомненно, осложнит технологию освоения выявленных продуктивных интервалов. Отсутствие керн по интервалам, в которых по результатам испытаний получен чистый продукт (пласты ПК20, БУ12, БУ15-1, БУ18-1, БУ23 и БУ24), не позволило получить литогеохимическую характеристику этих коллекторов. Однако, по опыту подобных работ, выполненных на других месторождениях Западной Сибири, можно предположить, что литогеохимический индекс этих коллекторов приближается к 1,0, и соответственно прогнозная оценка УВ насыщенности составляет около 70 %.

Выводы:

1. Предлагаемый метод обработки и интерпретации лабораторных данных при исследовании кернового материала позволяет получить дополнительную информацию об особенностях строения продуктивных толщ. По литогеохимическому анализу дополнительно выделены 6 продуктивных интервалов, по которым не проводились испытания. Среди них, пласты ПК19 (2205,0-2208,0 м), БУ4 (2659,0-2673,5 м), БУ18-1 (3261,5-3268,5 м) являются наиболее перспективными для промышленного освоения.

2. Данные литогеохимических исследований легко при-

менять как при геологоразведочных работах (в целях оценки прогноза и корректировки направления поисков на УВ-сырье), так и при подсчете запасов (оценка однородности, мощности и количества продуктивных горизонтов). Использование параметра «литогеохимический индекс» способствует эффективному выделению наиболее перспективных образцов пород (интервалов пласта, разреза) для их дальнейшего изучения, установлению верхних и нижних границ залежи, водонефтяных контактов, определению типов флюидоупоров и участков развития гидрофобных и гидрофильных пород.

Литература

Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы. Под ред. Нестерова И.И. 1984.

Поротов Г.С. Математические методы моделирования в геологии. Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова. Санкт-Петербург. 2006. 220.

Саегалеев Я.Х. Проблемы и методические подходы к геохимической типизации и стратификации осадочных толщ Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. *Мат-лы II науч.-практ. конф. «Проблемы нефтегазового комплекса западной Сибири и пути повышения его эффективности»*. Когалым. 2006. 25-30.

Саегалеев Я.Х. Литогеохимические особенности продуктивных толщ неокма по скв.51 Восточно-Кутымской площади (Западная Сибирь). *Мат-лы V Всеросс. сов. «Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории Земли»*. Екатеринбург: ИГТ УрО РАН. 2008. Т.II. 236-238.

Элланский М.М. Повышение информативности геолого-геофизических методов изучения залежей нефти и газа при их поисках и разведке: Учебное пособие для ВУЗов. М.: «Техника» группа ТУММ. 2003. 112.

Y.Kh. Saetgaleev, M.R. Mazitov. **Determination of collector efficiency by statistical correlation of laboratory data.**

We perform a lithogeochemical interpretation of laboratory data for the well No. 2020. Analysis of various properties of the reservoir rocks indicates that the value of geochemical index depends on the type of fluids saturated in reservoir rocks; the index increases in the following direction: hydrocarbon (hc) – hc + water – water – non-reservoir rocks. Thus, geochemical index can be used to distinguish between hydrophilic and hydrophobic rocks and identify the areas of hydrocarbon accumulation.

Key words: evaluation, productivity, saturation, laboratory analyses, interpretation, core.

Ягфар Халитович Саегалеев

Начальник отдела литологии ООО «КогалымНИПИ-нефть».

626481, Тюменская обл., Когалым, ул. Дружбы Народов, 15. Тел.: (34667) 629-40.

Марат Рафаэлович Мазитов

Начальник геологического отдела ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

628486, Тюменская обл., Когалым, ул. Прибалтийская, 20. Факс: (34667) 298-00. Тел.: (34667) 502-09.

СНИЖЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА, ОГРАНИЧЕННОГО ГЛИНИСТЫМИ БАРЬЕРАМИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

В статье затронуты актуальные вопросы проведения гидравлического разрыва для эффективной стимуляции пластов, ограниченных глинистыми барьерами малой мощности. Авторы освещают современные методы повышения технологической успешности гидравлического разрыва пласта для данных геологических условий и результаты их внедрения на месторождениях Филиала «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, стимуляция, глинистые барьеры, повышение эффективности.

Одним из самых эффективных современных методов стимуляции пласта является гидравлический разрыв пласта (ГРП). На данный момент предлагается много различных технологий для увеличения эффективности данного метода стимуляции пласта. Однако предлагаемые на рынке проектные решения требуют привлечения дополнительных экономических ресурсов. Поэтому повышение эффективности ГРП без увеличения затрат на проведение операции является важной задачей, стоящей перед производственными службами нефтегазодобывающих предприятий.

В рамках решения данной задачи в Филиале «Мурав-

ленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» успешно внедряются технологические решения по оптимизации дизайнов гидравлического разрыва пласта.

Традиционный алгоритм проведения стандартного пропантного ГРП на жидкости с водной основой включает в себя следующие этапы.

– Нагнетательный тест проводится на линейном геле без пробной пропантной пачки для определения качества сообщения с пластом и начальных параметров трещины.

– Мини-ГРП проводится на шитом геле с пробной пропантной пачкой (1000-2000 кг) с целью оценки параметров развития трещины, применяемых для корректировки дизайна (ре-дизайна) основной работы по ГРП.

– Основная работа проводится на шитом геле с использованием оптимального объема пропантанта по дизайну, откалиброванному согласно полученным данным на нагнетательном тесте и Мини-ГРП (Mukherjee, 2000).

Однако данный традиционный порядок проведения операции ГРП технологически не всегда пригоден для сложных геологических условий, связанных с наличием малых глинистых барьеров между целевым пластом и выше или ниже лежащими водонасыщенными пластами. В Филиале «Муравленковскнефть» пласт с такими геологическими условиями представлен на Суторминском месторождении.

Пласт БС10-1 Суторминского месторождения является одним из основных объектов по проведению ГРП на переходном фонде, на который проводится до 50 % от всех объемов мероприятий по стимуляции пласта в Филиале «Муравленковскнефть». Геологический объект характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами, и, как следствие, 80 % скважин работают с ранее проведенными малообъемными ГРП (до 20 тонн пропантанта).

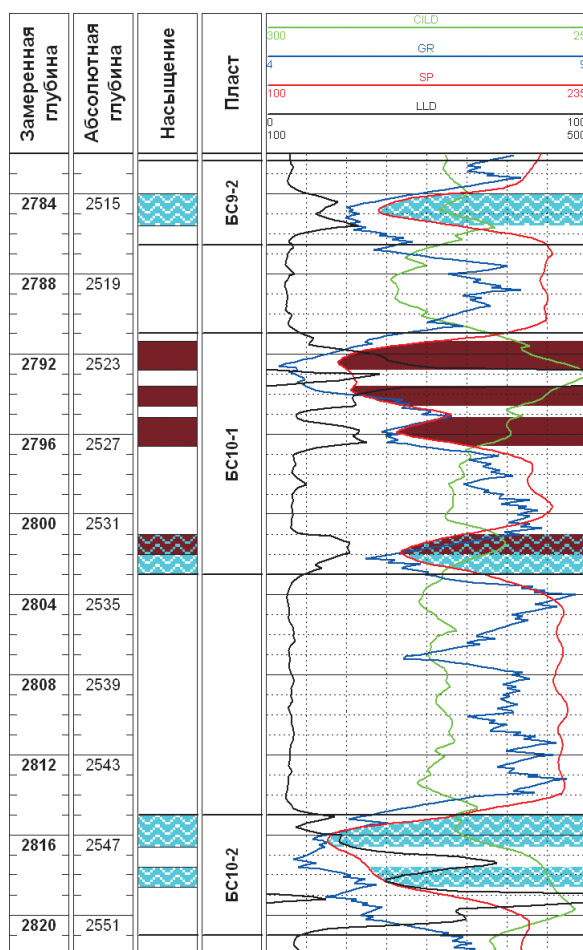


Рис. 1. Данные геофизических исследований по типовой скважине пласта БС10-1 Суторминского месторождения.

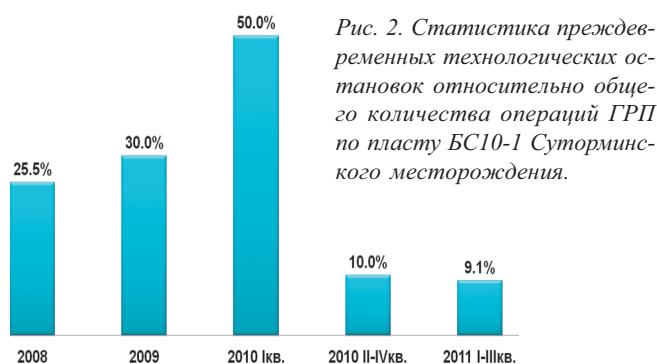


Рис. 2. Статистика преждевременных технологических остановок относительно общего количества операций ГРП по пласту БС10-1 Суторминского месторождения.

Проведение ГРП на данный пласт связано с высокими технологическими рисками из-за малых глинистых барьеров между выше (БС9-2) и нижележащим (БС10-2) водонасыщенными пластами (Рис.1). Стоит отметить, что пласт БС10-2 первоначально являлся нефтенасыщенным, но на данный момент, с учетом 4 этапа разработки месторождения, полностью обводнен, и текущий КИН равен проектному. При проведении гидроразрыва существует риск неконтролируемого роста трещины ГРП в данные обводненные горизонты, что приводит к потере гидравлической ширины трещины и преждевременной технологической остановке. Это подтверждается и статистикой преждевременных остановок по данному объекту (Рис. 2), согласно которой в I квартале 2010 года 50 % проведенных работ были неуспешными.

Ранее в Филиале «Муравленковскнефть» для решения данной проблемы применялся метод сокращения объема проппанта для предотвращения прорыва в близлежащие водонасыщенные горизонты путем ограничения геометрии трещины. Однако, вследствие сокращения фонда с наилучшими геологическими характеристиками для проведения ГРП в 2010 году он перестал эффективно действовать. Дальнейшее снижение объема проппанта (менее 10 тонн) приводило к недостижению плановых параметров по дебитам жидкости и нефти.

Детальный анализ технологических преждевременных остановок при проведении операций ГРП на пласт БС10-1 Суторминского месторождения выявил следующие основные причины их возникновения:

1. Неоднозначность определения давления закрытия. После проведения Мини-ГРП и фиксации точки закрытия для последующей корректировки дизайна, трещина закрывается не по всей полудлине одновременно. Это объясняется неравномерной фильтрацией сшитого геля через стенки трещины из-за неоднородного распределения проницаемости пласта по разрезу, что приводит к наличию нескольких значений давления закрытия на графике G-функции Мини-ГРП (Рис. 3, точки №1 и №2).

2. Завышенное значение эффективности жидкости ГРП. После проведения Мини-ГРП на сшитом геле на стенках трещины образуется полимерная пленка, которая приводит к тому, что при расчете ре-дизайна основной работы используется завышенное значение эффективности жидкости ГРП (Mathur et al., 1995).

Некорректные входные параметры расчета ре-дизайна ГРП приводят к закачке избыточного объема жидкости ГРП, что влечет незапланированное распространение трещины в высоту и прорыву в выше или нижележащие водонасыщенные пласты. Прорыв трещины в данные горизонты является причиной дополнительных неучтенных потерь жидкости ГРП, что в конечном итоге приводит к уменьшению

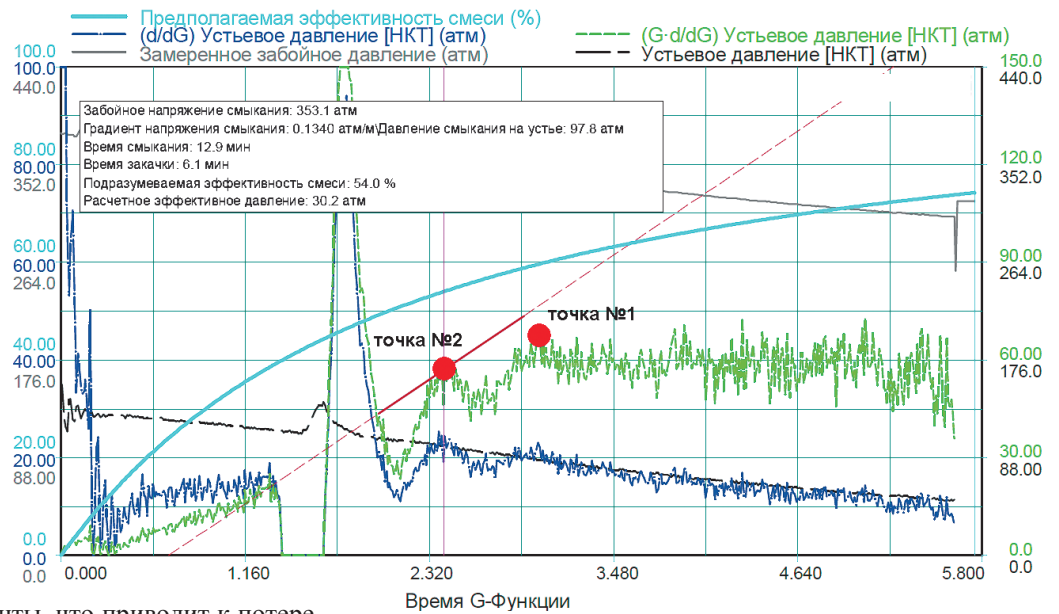


Рис. 3. Типовой график G-функции Мини-ГРП, проведенного на пласт БС10-1 Суторминского месторождения.

гидравлической ширины трещины и, как следствие, к преждевременной технологической остановке (Hunt et al., 1994).

На основе данного детального анализа было принято решение об исключении Мини-ГРП из традиционной технологической цепочки и проведении корректировки дизайна основной работы по данным, полученным на нагнетательном тесте, начиная со II квартала 2010 года.

После внедрения данной оптимизации количество

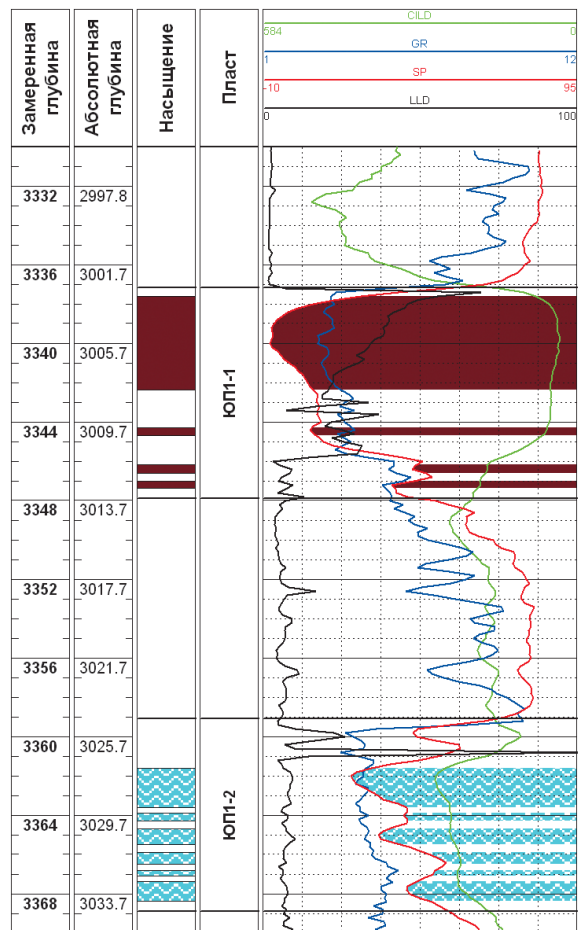


Рис. 4. Данные геофизических исследований по типовой скважине пласта ЮП1-1 Еты-Пуровского месторождения.

ВЛИЯНИЕ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА БАЙКАЛЬСКИЕ ОРГАНИЗМЫ В ЕСТЕСТВЕННЫХ И ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

В статье рассматривается состояние экологических исследований о влиянии нефтяных углеводородов на байкальские организмы. Показано, что на сегодняшний день вопрос о взаимодействии байкальских гидробионтов и нефтяных углеводородов остается практически не изученным.

Ключевые слова: углеводороды, байкальские организмы, озеро Байкал.

Введение

О естественных проявлениях нефти и газа на озере Байкал известно уже несколько столетий. Несмотря на то, что феномен байкальских нефтегазопоявлений исследуется давно, был предметом всесторонних геолого-геофизичес-

ких изучений и рассматривался с самых различных точек зрения, до настоящего времени нет единого мнения о происхождении и возрасте углеводородов Байкальской впадины (Дзюба, Сизых, 2001; Исаев, Преснова, 2003; Исаев и др.,

Окончание статьи А.Н. Шорохова, М.А. Азаматова «Снижение технологических рисков гидравлического разрыва пласта, ограниченного глинистыми барьерами...»

преждевременных технологических остановок при проведении ГРП по пласту БС10-1 Суторминского месторождения было резко сокращено с 30 % до 9-10 % (Рис. 2), что подтвердило эффективность принятого инженерного решения по отмене Мини-ГРП. С экономической точки зрения Филиалу «Муравленковскнефть» удалось избежать затрат на переподготовку скважины к повторному ГРП на данном объекте. Кроме того, отмена тестового ГРП позволила сократить объем закачиваемой рабочей жидкости в среднем на 20 м³ и среднее время проведения операции в среднем на 4 часа, что также положительно отразилось на экономической эффективности операции.

На данный момент технологическое решение успешно внедряется на Еты-Пуровском месторождении Филиала «Муравленковскнефть». Пласт ЮП1-1 Еты-Пуровского месторождения является третьим по значимости объектом стимуляции на переходящем фонде, где проводится до 20 % работ (около 20 скважин ежегодно). Технологической сложностью проведения гидравлического разрыва на данном объекте является наличие нижележащего водонасыщенного пласта ЮП1-2, отделенного от пласта ЮП1-1 глинистым барьером мощностью 9 метров (Рис. 4).

В 2011 году из 25 проведенных операций без Мини-ГРП только на 1 скважине (4 %) была получена преждевременная технологическая остановка по причине отказа насосного агрегата, что подтверждает эффективность внедренной оптимизации для данного объекта.

Таким образом, следует сделать вывод, что предложенное решение по отмене Мини-ГРП эффективно работает при проведении стимуляции пластов, в случае необходимости ограничения геометрии трещины и исключения её прорыва в выше и нижележащие водонасыщенные пласты вследствие наличия малых глинистых барьеров.

В заключении следует отметить, что предложенные в данной статье проектные решения не требуют привлечения дополнительного оборудования, человеческих ресурсов и затрат, что в рамках современной экономической ситуации является значимым преимуществом.

Литература

- Mukherjee, H. Fractured Well Performance: Key to Fracture Treatment Success. *Paper SPE*. 50976. 2000.
Mathur, A.K., Ning, X., Marcineau, R.B., Ehlig-Economides, C.A., and Economides, M.J. Hydraulic Fracture Stimulation of Highly Permeable Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oilwell Production. *Paper SPE*. 30652. 1995.
Hunt, J.L., Chen, C.C., Soliman, M.Y. Performance of Hydraulic Fractures in High Permeability Formations. *SPE Paper*. 28530. 1994.

A.N. Shorokhov, M.A. Azamatov. **Reduction of technological risks due to hydraulic fracturing of reservoirs limited by small shalestone barriers.**

We touch upon some problems of hydraulic fracturing for efficient stimulation of reservoirs limited by small shalestone barriers. We review modern methods for increasing the efficiency of technological hydraulic fracturing and present some results of their application in deposits.

Keywords: hydraulic fracturing, reservoir stimulation, shalestone barriers, increase efficiency.

Алексей Николаевич Шорохов

Заместитель начальника отдела стимуляции пласта управления проектирования, мониторинга ГТМ и сводного планирования добычи. Научные интересы: проблемы месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки; разработка новых методов стимуляции и повышения нефтеотдачи пластов.

Марат Альбертович Азаматов

Начальник управления проектирования, мониторинга ГТМ и сводного планирования добычи – заместитель главного геолога.

Филиал «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ». 629603, ЯНАО, Муравленко, ул. Ленина, 82/19.
Тел.: (34938) 63-321, 63-188.

2003; Каширцев и др., 1999; Конторович и др., 1989; Ломоносов, 1974; Самсонов, 1963).

Известно, что газопроявления более многочисленны. Они сосредоточены в основном в дельтах и авандельтах крупных рек, впадающих в озеро: Селенги, Баргузина, Верхней Ангары, Кичеры, Бугульдейки, Голоустной. Нефтепроявления менее многочисленны, но достаточно регулярно открываются новые очаги естественных проявлений нефти в озере. В начале XX века были отмечены многочисленные выходы газа и признаки нефти в виде восстановленных пленок на воде, озокерита и битумов вдоль юго-восточного побережья от станции Боярская до Чивыркуйского залива (Рязанов, 1928). В середине XX века интенсивные геолого-поисковые работы на нефть проводились на территории Бурятии по юго-восточного побережью Байкала. В ходе работ были изучены природные выходы нефти: со дна Среднего Байкала с глубины 10-12 м в 300-500 м от берега на участке от мыса Облом до ручьев Ключи и Стволовая. Вторая группа выходов нефти располагалась против устьев рек Большая и Малая Зеленая.

В начале XXI века по данным спутниковой информации в акватории озера было обнаружено новое нефтепроявление у мыса Горевой Утес вблизи Баргузинского залива; по оценкам ученых на поверхность озера в этом районе разгружается около 4 тонн нефти в год (Хлыстов, Горшков и др., 2007). В ходе серии погружений в 2008 году глубоководными аппаратами «Мир-1» и «Мир-2» в Байкале были обнаружены новые, ранее неизвестные естественные выходы нефти. Так, место поступления нефти обнаружено южнее выхода из Баргузинского залива – самого крупного залива Байкала – на глубине около 850 метров. По предварительным данным у восточного берега Байкала могут быть и другие места, из которых поступает нефть.

По мнению ученых продолжение нефтепоисковых и разведочных работ с перспективой промышленной эксплуатации и добычи нефти на Байкале или его окрестностях экологически недопустимо; нефть на Байкале может иметь только научный интерес. В этом отношении Байкал можно использовать как опытный полигон для исследования образования и скопления нефти в осадочных отложениях, чтобы потом применить эти знания на практике в других местах, в рифтовых зонах морей и океанов, где можно будет добывать придонную нефть. Кроме того, взятые в ходе погружения пробы могут дать новые данные к вопросу о происхождении и возрасте нефти в Байкале.

Несмотря на многолетний пристальный интерес ученых к естественным нефтепроявлениям в озере Байкал, экологическим исследованиям о влиянии нефтяных углеводородов на фауну озера практически не уделялось внимания. Вероятно это связано с тем, что на протяжении многих лет актуальность проведения токсикологических исследований на байкальских гидробионтах была обусловлена наличием Байкальского целлюлозно-бумажного комбината (БЦБК).

После пуска БЦБК в г. Байкальске в 1967 году в озеро стали поступать промышленные и хозяйственно-бытовые стоки (Верхозина и др., 2008). Поэтому, в первую очередь, большие объемы работ по токсикометрии органических

и неорганических соединений проводились при оценке воздействия БЦБК на байкальских организмов различных систематических и трофических уровней и затрагивали изучение влияния на биологические объекты основных компонентов сточных вод: соединений серы и хлора, лигнина, органических кислот, спиртов и фенольных соединений. Кроме того, к настоящему времени отечественными и зарубежными учеными проведены многочисленные работы по изучению экосистемы озера Байкал. Определены эколого-физиологические характеристики и общий химический состав организмов, дано их морфолого-анатомическое описание, имеются подробные работы по систематике, классификации и таксономии. Имеется обширная информация об экологии и биологии байкальских гидробионтов различных систематических групп, их структуре и пространственном распределении.

Исследования в местах естественных нефтепроявлений

Исследование зообентоса (донная фауна) проводили в районе восточного побережья среднего Байкала от мыса Облом до мыса Толстого и на участке от реки Сухая до реки Стволовая. Зообентос в исследованных районах нефтегазопроявлений представлен характерными для Байкала группами донных животных. Это – турбеллярии, полихеты, олигохеты, гаммариды, веснянки, ручейники, хирономиды, моллюски. Авторами (Кравцова и др., 1988) отмечено, что как по видовому составу, так и по количественным показателям зообентос здесь не отличается от такового других районов открытого Байкала. Фауна донных беспозвоночных является типичной для открытого Байкала, о чем свидетельствует наличие байкальских видов-эндемиков, а также видов, в целом характерных для озера. Общее богатство донного населения, присутствие индикаторов чистых вод типа веснянок указывают на удовлетворительное существование здесь зообентоса и его приспособленность к постоянному воздействию такого фактора, как нефтепроявления естественного происхождения. Авторами также отмечено, что влияние водорастворимых битумов в грунте на представителей основных групп зообентоса неоднозначно.

Так, концентрации 40×10^{-4} и 42×10^{-4} % г/грунта, вероятно, создают оптимальные условия для развития микрофлоры, повышающей пищевую ценность детрита, что способствует обилию гидробионтов на этом участке. При этих концентрациях отмечались максимальные значения биомассы и видового разнообразия как отдельных групп, так и зообентоса в целом. При дальнейшем возрастании содержания водорастворимых битумов (82×10^{-4} % г/грунта) наблюдается снижение численности, как у моллюсков, так и у хирономид, у олигохет эта тенденция выражена слабо (Кравцова и др., 1988).

Другими авторами (Талиев и др., 1985) были проведены микробиологические исследования района нефтепроявлений, расположенного у устья реки Б. Зеленая в сравнении с районами пролива Малое Море, где выходы углеводородов менее интенсивны. В воде и донных осадках изучено распределение углеводородокисляющих микроорганизмов. Установлено, что в районах, где содержание углеводородов в воде и донных осадках незначительно, резко сужается спектр углеводородокисля-

ющих микроорганизмов, или они отсутствуют совсем (Талиев и др., 1985).

Рассматривались два района естественных нефтепроявлений озера Байкал: изученного ранее, расположенного напротив устья реки Б. Зеленовская, и открытого в 2005 году у мыса Горевой Утес. Авторами были проведены комплексные исследования в двух районах нефтепроявлений – в районе устья реки Б. Зеленовская (1 км от побережья; 70 км севернее дельты реки Селенга, восточное побережье Байкала) и на 8 станциях у мыса Горевой Утес (10 км от берега, глубина 900 м, Средний Байкал). Водные образцы отбирали с водной поверхности, покрытой нефтяной пленкой и свободной от нее, а также с глубин 50, 400, 550 м, придонного слоя и донных осадках. Нефть в двух исследованных районах обнаружена как в водной толще в виде отдельных радужных пятен, так и в донных отложениях.

Отмечено, что в некоторых отобранных пробах концентрации углеводородов были ниже предельно допустимой концентрации, установленной для нефтепродуктов в водоемах рыбохозяйственного назначения, но превышали биогенный фон до 20 раз. Состав и распределение микробного сообщества различалось в двух исследованных районах. Установлено, что численность углеводородокисляющих микроорганизмов значительно выше в районе реки Б. Зеленовская, в отличие от района мыса Горевой Утес. В районе реки Б. Зеленовская микроорганизмы преимущественно доминируют в поверхностных пробах воды, в районе мыса Горевой Утес – в придонных. Но, тем не менее, в районе мыса Горевой Утес углеводородокисляющие бактерии, несмотря на невысокую численность, составляют основную долю в культивируемом микробном сообществе как в поверхностных, так и в придонных слоях воды. В районе реки Б. Зеленовская углеводородокисляющие микроорганизмы составляют основную долю в культивируемом микробном сообществе только в поверхностных пробах, на станциях находящихся вблизи выхода нефти.

Различная структура и состав микробного сообщества двух районов определяет степень деградации поступающей из донных осадков нефти и, как следствие, состав нефти, собирающейся на водной поверхности озера (Павлова и др., 2008). При исследовании нефтепроявления у мыса Горевой Утес другими авторами было отмечено, что несмотря на постоянное образование на поверхности воды новых нефтяных пятен, покрытая ими общая площадь около 1 км² не увеличивается (Хлыстов и др., 2007). По мнению авторов постоянство площади загрязнения свидетельствует о том, что нефть быстро трансформируется. Как показали исследования, важную роль в процессе нефтеразрушения играют нефтеокисляющие бактерии. Их отношение к численности гетеротрофных бактерий в этом районе достигало 120. В пробах воды, отобранных вне нефтяных пятен в этом же районе, число нефтеокисляющих бактерий существенно уменьшается, а соотношение нефтеокисляющие/гетеротрофные бактерии падает до 6. В районах озера, не затронутых естественными нефтепроявлениями, данное соотношение оценено значением от 0,02 до 0,10. Таким образом, экосистема Байкала эффективно справляется с естественным загрязнением его вод углеводородами за счет микробного сообщества.

Исследования на байкальских организмах в лабораторных условиях

Рядом авторов было показано, что эндемичные байкальские веслоногие рачки *Epischura baicalensis* отличаются более высокой чувствительностью к ряду загрязнителей, в том числе и нефтепродуктам, по сравнению с палеарктическими видами (Бархатова, 2000; Стом, Гиль, 1998). Также, с помощью люминесцентной микроскопии эти исследователи наблюдали процесс накопления углеводородов жировыми включениями эндемичных веслоногих байкальских ракообразных *Epischura baicalensis* и *Harpacticella inopinata* и байкальского палеарктического веслоногого рачка *Cyclops kolensis* (Стом, Гиль, 2000; Стом и др., 1999; Саксонов и др., 2001). Рачки имеют ярко выраженные жировые включения, которые представляют собой мелкие шаровидные капли. Наблюдение люминесценции в жировых включениях особенно четко фиксировалось при действии нефти и дизельного топлива. Этими же авторами рассматривается возможность использования байкальских веслоногих ракообразных в качестве биологических индикаторов нефтяного загрязнения.

Нами были проведены исследования с использованием различных экологических групп байкальских организмов к нефти и нефтяным углеводородам. В качестве тест-объектов использовали различные группы палеарктических и байкальских, в том числе эндемичных организмов: ветвистоусых ракообразных (*Daphnia galeata*, *Ceriodaphnia pulchella*, *Simocephalus vetulus*, *Bosmina longirostris*, *Chydorus sphaericus*); веслоногих ракообразных (*Epischura baicalensis*, *Harpacticella inopinata*, *Cyclops kolensis*); гаммарид (*Gammarus lacustris*, *Eulimnogammarus cyaneus*, *Eulimnogammarus verrucosus*); моллюсков (*Lymnea auricularia*, *Baicalia turritiformis*, *Maackia herderiana*).

Выбор указанных бентосных организмов (гаммарид и моллюсков) был обусловлен несколькими факторами. Известно, что при поступлении нефти в водную среду (естественного происхождения или в результате антропогенной деятельности), накопление устойчивых к биологическому разложению компонентов нефтяных углеводородов концентрируется в первую очередь именно в донных отложениях. Низкая температура байкальской воды существенно сдерживает скорость деградации углеводородов и снижает уровень биохимических процессов связанных с их деструкцией и трансформацией. Состояние бентосных экологических групп напрямую зависит от физического и химического состава донных отложений. Поэтому именно донные сообщества наиболее сильно подвержены изменениям, происходящим в случае поступления нефтяных углеводородов. Гаммариды и моллюски относятся к доминантным бентосным видам озера Байкал и поэтому являются перспективными объектами для экологических исследований. В свою очередь, представители исследуемого зоопланктона (ветвистоусые и веслоногие ракообразные) являются важнейшим звеном в биотическом круговороте вещества и энергии в Байкале и имеют огромное значение для питания рыб и хищных беспозвоночных пелагического комплекса.

В результате экспериментов было установлено, что ответные реакции организмов на воздействие углеводо-

родов зависели от концентрации, времени экспозиции и физико-химических особенностей токсикантов.

Токсический эффект как нефтепродуктов, так и нефтяных углеводородов для всех тест-объектов возрастал по мере увеличения их температур кипения. По степени токсичности анализируемые вещества можно расположить в следующие ряды (по убыванию токсичности): мазут > авиабензин; тетралин > бензол; октадекан > пентан. Таким образом, при суточной экспозиции более токсичны были малорастворимые в воде высокомолекулярные углеводороды. При этом данные токсиканты вызывали гибель зоопланктона в концентрациях меньших, чем установленные нормативными документами предельно допустимые концентрации нефти для рыбохозяйственных водоемов (0,05 мг/л). Ароматические и алифатические углеводороды, содержащие одинаковое количество углеродных атомов, показали одинаковую степень токсичности по отношению к тест-объектам. Также эксперименты показали, что представители байкальского планктона на ранних стадиях онтогенеза обладают значительно меньшей устойчивостью к углеводородам по сравнению с соответствующими половозрелыми особями. Разница между концентрациями, вызывающими 50% гибель молоди и концентрациями, вызывающими 50% гибель взрослых объектов, за тот же промежуток времени могла составлять несколько порядков.

Низкая токсикорезистентность молоди может быть обусловлена тем, что данная стадия развития характеризуется высокой степенью протекания биосинтетических процессов, создающих благоприятные условия для внедрения токсикантов и нарушения обмена веществ. Характерно, что данная закономерность имела место независимо от видовой принадлежности рачков. Тем не менее, по нашему мнению, для достоверного определения токсичности нефтесодержащих проб целесообразно использовать две размерно-возрастные группы: ювенисов (молодь) и половозрелых особей. Принимая за критерий токсичности выживаемость, веслоногие ракообразные характеризовались более высокой устойчивостью к исследуемым нефтепродуктам по сравнению с ветвистоусыми. Не было обнаружено достоверных видовых различий и в чувствительности у представителей байкальских веслоногих к исследуемым токсикантам. Полученные результаты согласуются с данными других авторов о более высокой устойчивости веслоногих рачков к тяжелым металлам, пестицидам и фенолам.

Также не выявлено значительных видовых различий в чувствительности у представителей ветвистоусых ракообразных к нефти, нефтепродуктам и нефтяным углеводородам: все объекты характеризовались высокой и достаточно близкой степенью чувствительности к исследуемым токсикантам. Используемая в качестве эталонного объекта *Daphnia magna* не обнаруживала более высокой чувствительности по сравнению с байкальскими видами. Таким образом, байкальские ветвистоусые ракообразные не уступают по чувствительности к нефтепродуктам такому общепринятому и классическому тест-объекту, как *Daphnia magna*. Это особенно важно, учитывая тот факт, что *Daphnia magna* в Байкале не представлена, а в целях регионального экологического мониторинга желательнее использовать представителей для

озера Байкал тест-объектов.

Было отмечено, что нефть и нефтепродукты вызывали нарушения газового и фильтрационного процессов у гидробионтов; изменение дыхательного и сердечного ритмов у ветвистоусых ракообразных наблюдалось в гораздо меньших концентрациях, чем гибель рачков за тот же период времени. Полученные нами результаты согласуются с данными других авторов о том, что изменения сердечного и дыхательного ритмов являются наиболее ранними и чувствительными реакциями организма на действие неблагоприятных факторов водной среды и способны дать более оперативную информацию, чем такой показатель, как выживаемость.

Также было отмечено, что некоторые нефтепродукты действуют на поведенческие реакции ветвистоусых ракообразных и гаммарид. Так, при действии низкомолекулярных нефтепродуктов (авиабензинов и автобензинов), алифатических углеводородов (пентана, гексана, гептана) и ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов) у ветвистоусых рачков отмечалась повышенная активность, они совершали беспорядочные движения, вращались вокруг своей оси, падали на дно сосудов, поднимались, координация движений нарушалась. Особенно четко эти эффекты фиксировались при действии бензинов и ароматических углеводородов. Также при действии некоторых концентраций нефти, дизельного топлива и мазута наблюдалась реакция выбрасывания яиц из выводковой камеры. Возможной причиной данной реакции является резкое сокращение мышц абдомена, приводящее к выдавливанию из выводковой камеры яиц. Вероятно данный эффект можно рассматривать как безусловный рефлекс спасения потомства в условиях, когда материнский организм не способен обеспечить его защиту, так как сам находится в стрессовом состоянии. При действии нефти и высокомолекулярных нефтепродуктов (дизельное топливо и мазут) наблюдалось прилипание рачков к поверхностной пленке, что может быть следствием образования углеводородной пленки на границе раздела жидкость-воздух.

При действии низкомолекулярных нефтепродуктов (авиабензинов и автобензинов), алифатических углеводородов (пентана и гексана) и ароматических углеводородов (бензола и толуола) гаммариды время от времени резко всплывали в толщу воды, совершали беспорядочные движения и снова падали на дно. При этом в контроле гаммариды спокойно лежали на дне опытного стакана и лишь иногда меняли свое положение. Поскольку поведенческие реакции предшествуют иммобилизации, чувствительность таких показателей выше, чем показателей смертности. Изменения в поведении могут быть охарактеризованы временем отклика, которое обычно исчисляется минутами. Можно предположить, что если при кратковременных опытах наблюдались изменения в поведенческих реакциях, то при хронических опытах даже со значительно меньшими концентрациями будут нарушаться физиологические функции организма. Таким образом, при оценке токсичности нефтяных углеводородов следует обращать особое внимание на изменения в поведении подопытных организмов.

В исследуемом диапазоне концентраций нефти, нефтепродуктов, алифатических и ароматических углеводо-

родов ($10 \cdot 10^{-10}$ мл/л) в течение 24-часовой экспозиции не наблюдали гибели гаммарид и моллюсков. Таким образом, данные тест-организмы характеризовались значительно более высокой степенью устойчивости к токсикантам, по сравнению с ветвистоусыми и веслоногими ракообразными.

Вместе с тем, в результате проведенного исследования было установлено, что водорастворимые фракции нефти и нефтепродуктов оказывает значительное влияние на синтез белков у палеарктических и байкальских гаммарид и моллюсков. В течение экспозиции у гаммарид наблюдали значительное снижение белков семейства БТШ70 и нмБТШ. И наоборот, у моллюсков фиксировали достоверное увеличение уровня содержания БТШ70 и нмБТШ. Результаты исследований с использованием антиоксидантных ферментов глутатион-S-трансферазы и гваякол-пероксидазы в качестве маркеров показали, что активность этих ферментов в исследуемых концентрациях токсикантов также достоверно снижалась по сравнению с контролем (Шатилина и др., 2008).

Стоит отметить, что синтез белков теплового шока (БТШ) представляет собой один из наиболее универсальных и распространенных механизмов защиты клетки от стрессовых повреждений. Стрессовые факторы, к которым можно отнести и воздействие химических веществ, индуцируют синтез белков теплового шока, которые выполняют регуляторную функцию в запуске и реализации защитных реакций. Поэтому уменьшение или увеличение количества БТШ можно использовать в качестве высокочувствительных маркеров стрессовых воздействий при мониторинговых исследованиях водных экосистем. Глутатион-S-трансфераза и гваякол-пероксидаза являются ферментными компонентами антиоксидантной системы организма, основная функция которой – защита клеток от повреждений. Снижение активности ферментов при возникновении токсического стресса указывает на общее подавление антиоксидантных процессов в организме.

Особенно важно, что изменение уровня белков у гаммарид и моллюсков наблюдали уже в концентрации 1 мл/л нефти, тогда как гибели объектов не фиксировали даже при концентрации 10 мл/л нефти. Таким образом, изменение уровней белков теплового шока и антиоксидантных ферментов у байкальских амфипод и моллюсков может быть высокочувствительным биохимическим маркером при оценке токсического действия нефтяного загрязнения.

Заключение

Озеро Байкал самое древнее и глубокое озеро в мире, содержит около 20 % мировых запасов поверхностных пресных вод, озеро включено ЮНЕСКО в список мирового наследия. По оценкам специалистов побережье Байкала пока еще характеризуется малой степенью урбанизации с практически неизменными комплексами естественной природы (Грачев, 2002; Государственный доклад., 2008). С точки зрения видового разнообразия Байкал прочно занимает первое место среди озер Земли; в озере обитают около 2500 видов и подвидов животных, значительная часть которых относится к эндемикам. При этом их список нельзя назвать окончательным и полным, совре-

менными таксономическими ревизиями охвачено лишь менее половины некоторых частных фаун.

Фауна Байкала идеально подходит для исследований особенностей функционирования байкальских организмов, изучения их ответных реакций и возможности применения тех или иных стресс-маркеров для оценки на воздействие нефтяных углеводородов. Связано это с тем, что эволюционное развитие байкальских обитателей долгое время проходило в стабильных и изолированных условиях. Это позволило сформироваться фауне с уникальным количеством видов и форм, обладающих широким набором специфических адаптаций ко всему разнообразию условий обитания в озере. В большинстве своем байкальские организмы узко приспособлены к условиям зон их обитания и негативно переносят отклонения от этих условий. Наличие в Байкале природных очагов выходов углеводородов делает вопрос об этих исследованиях еще более интересным и актуальным.

К сожалению, как уже было отмечено, работы о влиянии нефтяных углеводородов на байкальские организмы носят единичный характер. Таким образом, на сегодняшний день вопрос о взаимодействии байкальских гидробионтов и нефтяных углеводородов остается практически не изученным.

Работа выполнена при поддержке Аналитической ведомственной целевой программы «Развитие научного потенциала высшей школы (проект РНП 2.2.2.3.16063/8062)».

Литература

- Бархатова О.А. Сравнительная токсикорезистентность *Erischura baicalensis* и *Daphnia magna* в присутствии и отсутствии пищи. *Дис. канд. биол. наук*. Иркутск: ИГУ. 2000. 125.
- Верхозина В.А., Верхозина Е.В., Сафаров А.С. Оценка экологических рисков для экосистемы озера Байкал. *Геоэкология*. N 4. 2008. 370-372.
- Государственный доклад «О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в 2007 году». Иркутск: Сибирский филиал ФГУНПП «Росгеоолфонд». 2008.
- Дзюба А.А., Сизых В.И. О происхождении нефти на Байкале. Нефть и газ в современном мире: геолого-экономические и социально-культурные аспекты. Иркутск: Изд-во ИГУ. 2001. 9-11.
- Исаев В.П., Преснова Р.Н. Байкальская нефть. Нефть и газ в современном мире: геолого-экономические и социально-культурные аспекты. Иркутск: Изд-во ИГУ. 2003. 44-51.
- Исаев В.П., Примина С.П., Ширибон А.А. Проблема нефтегазоносности озера Байкал и Усть-Селенгинской впадины. *Материалы научно-практического совещания*. Улан-Удэ: Изд-во БНЦ СО РАН. 2003. 43-48.
- Каширцев В.А., Конторович А.Э., Филп Р.П. Биомаркеры в нефтях восточных районов Сибирской платформы как индикаторы условий формирования нефтепроизводящих отложений. *Геология и геофизика*. N 11. 1999. 1700-1710.
- Конторович А.Э., Дробот Д.И., Преснова Р.Н. Геохимия нефтяных и проблема генезиса байкальской нефти. *Советская геология*. N 2. 1989. 21-29.
- Кравцова Л.С., Лезинская И.Ф., Кицук Т.И. Бентофауна на участках нефтегазопроявлений озера Байкал. *Гидробиологический журнал*. N 5. 1988. 90-93.
- Ломоносов И.С. Геохимия и формирование современных гидротерм Байкальской рифтовой зоны. Новосибирск: Наука. 1974.
- Павлова О.Н., Земская Т.И., Горшков А.Г., Косторнова Т.Я., Хлыстов О.М., Парфенова В.В. Сравнительная характеристика микробных сообществ двух районов естественных нефтепроявлений озера Байкал. *Известия РАН. Серия Биол.* N 3. 2008. 333-340.
- Рязанов В.Д. Месторождения озокерита и нефти в Прибайкалье. *Материалы по геологии и полезным ископаемым Дальнего*

УДК: 553.048

И.П. Бурлуцкая, В.А. Гричаников, А.В. Овчинников

Белгородский государственный национальный исследовательский университет, Белгород
Forvag1@yandex.ru

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ УЧЁТА НАИБОЛЕЕ ПОЛНОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА ИЗ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ТЕРРИГЕННЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

В статье отмечен переход от разработок залежей газа с коэффициентом извлечения (КИГ) близким к единице к разработке залежей с относительно невысокими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), в связи с чем доля неизвлечённого из пласта газа при газовом режиме разработки становится весьма значительной. Рассмотрены исследования конечной газоотдачи проводимые в середине и конце прошлого века, приведена классификация залежей, обладающих различными ФЕС коллекторов и различными КИГ. Показано, что достоверно определить КИГ можно только на поздних сроках эксплуатации залежей. Сделаны выводы позволяющие увеличить КИГ при эксплуатации месторождений.

Ключевые слова: конечная газоотдача, фильтрационно-ёмкостные свойства, оценка извлекаемых запасов газа, терригенные коллекторы, недоизвлечение газа.

В настоящее время никем из исследователей (Омесь, Романовская, 1976; Султанов, 2001; Тарасенко, Чусев, 2005) не отрицается тот факт, что при разработке газовых и газоконденсатных залежей на естественном режиме достичь 100%-ного извлечения объёма газа, содержащегося в поровом пространстве продуктивных коллекторов не представляется возможным. Длительное время (Султанов, 2001) недоизвлечение газа относилось к экономическим факторам, так как применение вторичных методов делало добычу остаточного газа не-

рентабельной. Кроме того, в разработку вводились залежи, приуроченные к высокоёмким, высокопроницаемым неглинистым коллекторам с однородной гранулярной структурой с большим запасом пластовой энергии, в которых доля остаточного газа не превышала 5-10% от общего объёма. Этим количеством не извлечённого газа можно было пренебречь. Следует указать ещё на то обстоятельство, что в условиях газового режима давление «заброса», когда пластовой энергии уже не хватает для фонтанирования скважин, эмпирическим

Окончание статьи Д.В. Лозового «Влияние нефтяных углеводородов на байкальские организмы в естественных и лабораторных условиях»

Востока. Владивосток: Изд-во Дальневосточного университета. 1928. 24-32.

Саксонов М.Н., Балаян А.Э., Стом Д.И. Метод люминесцентной микроскопии в определении накопления нефтепродуктов эпишурой и биондикация загрязнения. *Водные ресурсы*. N 6. 2001. 752-755.

Самсонов В.В. Происхождение байкальской нефти и проблемы нефтегазоносности Бурятии. *Проблемы сибирской нефти*. Новосибирск: Наука. 1963. 127-150.

Стом Д.И., Гиль Т.А. Сравнительная токсиметрия органических и неорганических загрязнителей на веслоногих и ветвистых рачках. *Доклады АН*. N 1. 1998. 140-142.

Стом Д.И., Гиль Т.А. Токсичность органических соединений и тяжелых металлов при наличии кормовых организмов для эпишур и дафний. *Гидробиологический журнал*. N 2. 2000. 54-58.

Стом Д.И., Гиль Т.А., Балаян А.Э. Бархатова О.А. Поглощение эпишурой водонерастворимых ксенобиотиков. *Водные ресурсы*. N 2. 1999. 202-205.

Талиев С.Д., Кожова О.М., Моложавая О.А. Углеводородокисляющие микроорганизмы в биоценозах некоторых районах Байкала. *Микроорганизмы в экосистемах озёр и водохранилищ*. Новосибирск: Наука. 1985. 64-74.

Хлыстов О.М., Горшков А.Г., Егоров А.В., Земская Т.И., Гранин Н.Г., Калмычков Г.В., Воробьева С.С., Павлова О.Н., Якуп М.А., Макаров М.М., Москвин В.И., Грачев М.А. *Нефть в озере мирового наследия*. Доклады АН. N 5. 2007. 656-659.

Шатилина Ж.М., Лозовой Д.В., Потапов Д.С., Бедулина Д.С., Протопопова М.В., Тимофеев М.А. Белки теплового шока у гастропод и амфипод водоемов Восточной Сибири при экспозиции в

растворах нефти. *Антропогенное влияние на водные организмы и экосистемы. Материалы III Всероссийской конференции по водной токсикологии*. Борок: Изд-во ООО «Ярославский печатный двор». 2008. 196-198.

D.V. Lozovoy. The influence of oil hydrocarbons on Baikalian organisms in natural and laboratory conditions.

We review the present state of investigations concerned with the influence of oil hydrocarbons on Baikalian organisms, showing that not enough attention has yet been drawn to this problem.

Keywords: hydrocarbons, baikalian organisms, Lake Baikal.

Дмитрий Викторович Лозовой

К.биол.н., старший научный сотрудник Научно-исследовательского института биологии при Иркутском государственном университете. Научные интересы: исследования в области экологии и химии нефтяного загрязнения водных экосистем.

664081, Иркутская область, Иркутск, ул. Волжская, 33-18. Тел.: (908) 66-15-012.

путём было установлено порядка 10 атм (0,1 МПа). Поэтому в формуле подсчёта запасов объёмным методом коэффициент извлечения газа (КИГ) принимался равным 1 (Абидов и др., 2005).

Однако вовлечение в разработку залежей, коллекторы которых характеризуются относительно невысокими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС) и небольшим запасом пластовой энергии, а также залежей, в которых пластовое давление либо ниже гидростатического, либо близко к нему, привело к тому, что доля неизвлечённого из пласта газа при газовом режиме разработки стала весьма значительной.

Поэтому в середине прошлого столетия в разных нефтегазодобывающих районах мира начались исследования по изучению газоотдачи продуктивных пластов, представленных либо сложно построенными коллекторами (с повышенной глинистостью, неоднородной структурой порового пространства и т.д.), либо имеющих сложный фазовый состав.

Наиболее активно в направлении изучения конечной газоотдачи газоносных пластов работали американские исследователи в середине и конце прошлого века (Иванова и др., 2001; Везирова, 1991; Лернер и др., 2002; Назаренко, 1995; Тарасенко, Чусев, 2005). Ими было установлено, что величина конечной газоотдачи существенно зависит от литологических особенностей, фильтрационно-ёмкостных свойств и энергетических характеристик залежей. В перечне факторов, оказывающих влияние на величину газоотдачи пластов присутствуют выдержанность пластов коллекторов по мощности и однородность их пропластков по ФЕС. Однако в рассматриваемых исследованиях эти факторы не нашли должного отражения, также как и энергетические характеристики.

По опубликованным материалам (Везирова, 1991; Назаренко, 1995; Тарасенко, Чусев, 2005) авторами были выполнены исследования, которые позволили сделать следующие выводы.

1. Выработка газовых и газоконденсатных залежей, как правило, не позволяет извлечь из пласта весь объём содержащегося в поровом пространстве газа.

2. Неполное извлечение газа обусловлено четырьмя основными факторами:

– ошибками в подсчёте начальных запасов, связанными с недостоверной геологической моделью (ошибки геометризации, неточность определения параметров продуктивных пластов и т.д.);

– неэффективность принятой системы разработки (наличие между эксплуатационными скважинами зон отсутствия дренирования, совместная эксплуатация объектов с различными ФЕС и т.д.);

– заземлением газа в мелких порах, вследствие деформации коллекторов, продвижения подошвенных и контурных вод, а также вследствие перехода рыхлосвязанной воды в свободное состояние из-за падения давления;

– выработка залежей на естественном режиме до падения давления в них до величин (15-25 ата), когда дальнейшее извлечение газа становится нерентабельным.

3. В зависимости от литологического строения, однородность ФЕС и коллекторов по площади и разрезу и гидродинамических условий коэффициент газоотдачи составляет от 0,5 до 0,95.

Литература

Абидов А.А., Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П. Подсчетвлекаемых запасов природного газа на месторождениях углеводородов – основа для внедрения ресурсосберегающих технологий разработки. *Проблемы энерго- и ресурсосбережения*. 2005. 31-36.

Везирова Р.Х. Возможности оценки конечной газоотдачи продуктивных пластов газовых месторождений Мидконтинента (США). *Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: Газпром. Вып. 3. 1991.

Иванова М.М. и др. Нефтегазопромисловая геология. М.: Недра. 2001.

Лернер У., Митчелл Д. и др. К вопросу газоотдачи газоносных терригенных коллекторов пенсильвания Пермской провинции. *Oil and Gas Magazine*. №3. 2002. 81-95. (пер.с англ.).

Омесь С.П., Романовская Н.С. О характере газоотдающих пластов на месторождении Медвежье. *Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ВНИИЭ Газпром. Вып.6. 1976.

Проблемы извлечения газа из терригенных коллекторов. Под редакцией Назаренко С.Н. М.: Газпром. 1995.

Султанов И.А. Газоотдача – один из основных показателей эффективности разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*. №1. 2001.

Тарасенко И.К., Чусев В.Н. Проблема недоизвлечения газа из продуктивных терригенных коллекторов. *Сб. мат-ов: Обзор зарубежного опыта*. Харьков. ХГУ. 2005.

I.P. Burlutskaia, V.A. Grichanikov, A.V. Ovchinnikov. **On the problems of the evaluation of maximum gas recovery in the deposits related to terrigenous collectors.**

We discuss the transition phase from exploitation of the gas deposits with extraction coefficients (GEC) close to unity to exploitation of the gas deposits with relatively low filtration-capacitive characteristics (FCC), which is related to the problem that a substantial gas fraction remains in a stratum. We review previous studies of final productive capacity, offer a classification scheme for deposits with different FCC's and GEC's, and show that a reliable determination of GEC is possible at a later stage of deposit exploitation only. Finally, we discuss the ways to increase the GEC during deposit exploitation.

Key words: the final gas-return, the filter-capacity qualities, the appraisal of the extracting gas stocks, terrigenous collectors, the gas under extraction.

Ирина Петровна Бурлуцкая

К.геол.-мин.н., доцент кафедры Инженерной геологии и гидрогеологии.

Владимир Александрович Гричаников

К.тех.н., доцент кафедры Инженерной геологии и гидрогеологии.

Александр Владимирович Овчинников

Ст. преподаватель кафедры Инженерной геологии и гидрогеологии.

Белгородский государственный национальный исследовательский университет.

308015, Белгород, ул. Победы, 85.

Тел.: (4722) 32-99-60, (4722) 53-94-88, (910) 323-93-79.

СПОСОБ ОБРАБОТКИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ РЕМОНТОВ

В работе рассказывается об одном из возможных решений проблемы, возникающей в случае непрохождения геофизического прибора при исследовании нагнетательных скважин из-за отложений на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, о возможности очистки насосно-компрессорных труб (НКТ) нагнетательных скважин без использования дорогостоящих ремонтов. Описаны результаты проведенных промысловых работ. Также показано, что возможно одновременно не только производить очистку НКТ, но и по некоторым объектам добиваться повышения нефтеотдачи, выравнивая профиль приёмистости.

Ключевые слова: закачка воды в нефтяные пласты, геофизические исследования скважин, повышение нефтеотдачи пластов, очистка НКТ.

Асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО) на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) являются причиной непрохождения исследовательского прибора по НКТ. Согласно требованиям регламентирующих документов, скважины без пакера, работающие на сточной воде, должны исследоваться на герметичность эксплуатационной колонны ежегодно. Скважины с пакером должны исследоваться не реже одного раза в три года без подъёма НКТ (РД 153-39.0-109-01, СТО ТН 028-2008). Из-за непрохождения исследовательского прибора не удаётся проверить герметичность всего интервала спуска эксплуатационной колонны. Для повышения нефтеотдачи используются дорогостоящие технологии, которые не всегда бывают эффективны.

В предлагаемом способе решаются следующие задачи:

- повышение эффективности очистки призабойной зоны нагнетательной скважины;
- очистка НКТ от АСПО;
- повышение нефтеотдачи залежи;
- повышение эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП).

Работы проводят по следующему плану:

1. Выбирают две скважины: **первую скважину** с низкой приёмистостью, высоким пластовым давлением, осложнённую отложениями АСПО на внутренней поверхности НКТ и **вторую скважину** с высокой приёмистостью, с наличием промытых зон, на которой необходимо выполнение мероприятий, способствующих изменению направления потоков закачиваемой воды.

2. На второй скважине проводят геофизические исследования со снятием профиля приёмистости.

3. Для повышения забойного давления в первую скважину с помощью ЦА-320 закачивают технологическую жидкость удель-

ным весом $1,18 \text{ г/см}^3$ в объёме $6-8 \text{ м}^3$ с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих поверхностное натяжение на границе раздела сред (например МЛ-81Б), из автоцистерны в трубное пространство при повышенном давлении, но не выше максимально допустимого давления на э/к.

4. Затем в первую скважину закачивают по НКТ растворитель парафина в объёме НКТ ($2-3 \text{ м}^3$) из другой автоцистерны.

5. Оставляют скважину закрытой на реагирование на 8-24 часа.

6. Производят излив из скважины закачанного растворителя парафина с растворёнными в нём тяжёлыми фракциями в автоцистерну. Данная жидкость представляет собой вязкую эмульсию.

7. Производят закачку излитой эмульсии во вторую скважину.

8. Производят геофизические исследования на обеих скважинах. Главная задача исследований первой скважины: определение тех. состояния, которое до этого было невозможно из-за отложений АСПО. Главная задача исследований второй скважины: повторное снятие профиля приёмистости. Изменение профиля может говорить о перераспределении потоков из-за влияния закачанной вяз-

Рис 1-2. Данные по скважине 62Н.

кой эмульсии. При положительном эффекте могут быть запланированы дополнительные мероприятия по ПНП. При отрицательном результате вместо закачки эмульсионных растворов могут быть запланированы другие мероприятия, например закачка реагентов на основе полимеров.

Данные работы могут быть выполнены и на одной скважине, если по одной и той же скважине необходимо произвести очистку НКТ и выполнить мероприятия по ПНП. В этом случае приёмистость скважины должна быть достаточно высокой (составлять более 150 м³/сут). Работы выполняются без излива. После реагирования эмульсия продавливается в эту же скважину закачкой рабочего агента.

Предложение позволит сократить количество ремонтов по причине необходимости замены НКТ перед проведением геофизических исследований скважин (ГИС) и повысить эффективность проведения мероприятий по ПНП.

Пример конкретного выполнения. Сква 62Н

Геофизические исследования, проведённые 12.10.2010, не позволили оценить техническое состояние э/к из-за не-

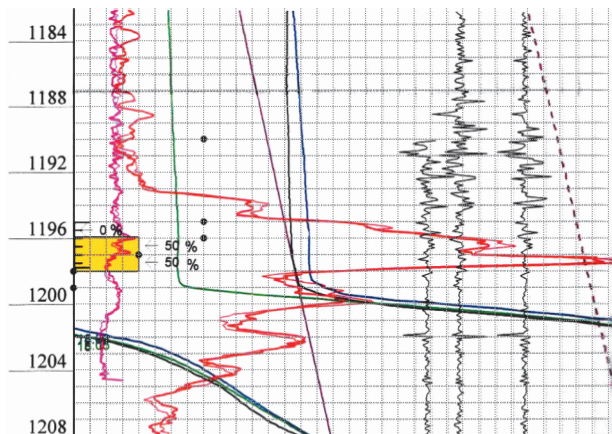


Рис 3. Профиль приёмистости до обработки скважины.

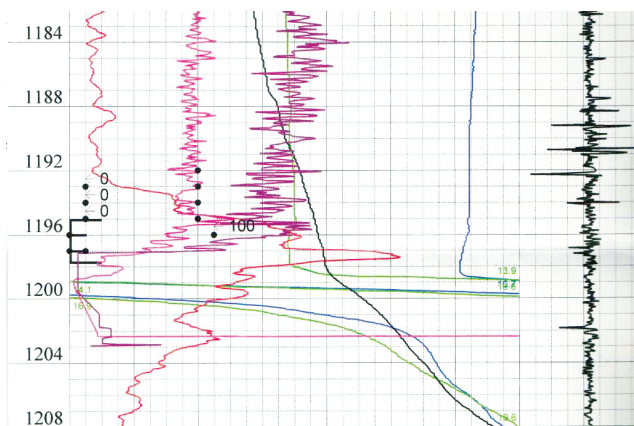


Рис 4. Профиль приёмистости после обработки скважины.

Дата		Интервал перф.		Мощность			Накоп.		Вид	
№ ств.	перфорац.	Верх	Низ	Наименование пласта	Гориз.	Перфорир.	Эфф. перф.	Сост.	Зотв.	работ
1	23/03/1985	1195.0	1197.8	СБР-3	476	2.8	2.6	●	60.0	Бур.

Работает на 1 горизонт Профиль:

Перфорированная мощность по скв: 2.8 По горизонту 476 - 2.8 Забой: Стоп-кольцо: 1720.0 Текущий :утвержденный 1457.1 04/11/2010 Искусственный: 1600.0 Шаблон 0.0 / /

Состояние пласта : ● - пласт открыт ● - пласт перекрыт или отключен ● - пласт частично перекрыт

Рис 1-2. Данные по скважине 62Н.

прохождения прибора ниже глубины 535,8 м. Интервал перфорации на глубине 1195-1197,8. Приёмистость скважины составляла 250 м³/сут. (Рис. 1,2).

После неудачных геофизических исследований вместо постановки бригады текущего/капитального ремонта скважин (ТРС/КРС) было принято решение сначала попытаться восстановить проходимость НКТ с помощью предлагаемого метода. Был закачан растворитель в объёме НКТ (2 м³). Через двадцать четыре часа с помощью ЦА-320 была произведена продавка прореагировавшей эмульсии в пласт.

4 ноября 2010 года были проведены повторные геофизические исследования. Прибор прошёл до глубины 1456,9. Было сделано заключение о герметичности э/к. Был также снят профиль приёмистости. До обработки скважины принимал интервал 1196-1197,8. Интервал 1195-1196 не принимал закачиваемый агент. После обработки работающим стал интервал 1195-1197, т.е. удалось добиться изменения направления потока, что приведёт к дополнительной добыче нефти. (Рис. 3, 4).

Заключение

Промысловые испытания показали, что данная технология позволяет произвести очистку НКТ без использования дорогостоящих ремонтов. Одновременно на некоторых скважинах такой отрицательный фактор, которым являются отложения АСПО на внутренней поверхности НКТ, благодаря предлагаемому способу может быть использован с положительным эффектом выравнивания профиля приёмистости.

Литература

РД 153-39.0-109-01 «Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и газовых месторождений». Москва. 2002.

СТО ТН 028-2008 «Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Татнефть».

УДК: 521.9/523.3

Ю.А. Нефедьев¹, Л.И. Рахимов¹, Н.Г. Ризванов¹, Н.Ю. Вараксина¹
Р.Р. Заббарова¹, К.О. Чуркин¹, В.С. Боровских²¹Астрономическая обсерватория им. В.П. Энгельгардта, Казань, star1955@mail.ru²Казанский государственный архитектурно-строительный университет, Казань, borovskix@kgasu.ru

МЕТОД СОЗДАНИЯ КАТАЛОГА КРАТЕРОВ ЛИБРАЦИОННОЙ ЗОНЫ ЛУНЫ

Рассматривается вопрос построения опорного селенодезического каталога в лунной либрационной зоне на основе карт краевой зоны «Казань» и Уоттса с привлечением данных Полной карты Луны, построенной в ГАИШ.

Ключевые слова: либрационная зона Луны, опорные селеноцентрические сети, карты краевой зоны Луны.

Введение

Либрационная зона Луны до сих пор представляет собой достаточно неисследованный в селеноцентрическом плане район. К настоящему времени накоплены большие ряды измерений профилей краевой зоны Луны гелиометрическими и фотографическими методами и по данным покрытий звезд Луной. «Но они не могли быть использованы в селенодезических исследованиях, так как соответствующие высоты были отсчитаны от совершенно произвольных нулевых поверхностей» (Гаврилов, Дума, 1971). Наиболее подробными являются карты Уоттса (Watts, 1963). Однако система координат данных этих карт не совпадает с фундаментальной звездной системой. В отличие от всех предыдущих карт, созданных в мировой практике, в картах краевой зоны «Казань» (Рахимов, 1992) поверхность отсчета неровностей лунного края отнесена к фундаментальной небесной системе координат, эфемеридному центру масс Луны и ее главным осям инерции. Таким образом, метод построения опорного селенодезического каталога объектов в либрационной зоне состоит из следующих основных этапов: приведение изогипс карт Уоттса с поправками Моррисона (Morrison, 1979) к системе карт «Казань»; отождествлению кратеров на картах краевой зоны с использованием Полной карты Луны (Липский, 1979), созданной ГАИШ МГУ и Топографо-геодезической службой СССР под научным руководством Ю.Н. Липского; и приведение их к системе координат карт Уоттса, согласованных с картами «Казань».

В Астрономической обсерватории им. В.П. Энгельгардта проведены работы по построению каталога селенодезических опорных кратеров либрационной зоны Луны. Данный каталог планируется в дальнейшем использовать для привязки селеноцентрических данных обратной стороны Луны к системе селенодезического каталога КСК-1162.

Анализ современных моделей краевой зоны Луны

На рис. 1 изображена селенографическая система ко-

ординат Гайна (P и D) при моделировании краевого пояса Луны. Положительным полюсом является точка пересечения нулевого меридиана с лунным экватором, широта D отсчитывается в направлении к Земле. Для вывода формул перехода от селенографических координат к координатам Гайна используется вспомогательная сфера, описанная около центра Луны. В точке Z – видимая середина лунного диска; N' – северный полюс Луны; C – позиционный угол дуги большого круга ZN'. Большой круг O₁NE имеет полюс в точке Z, следовательно параллелен видимому краю Луны. O – наблюдаемая точка; O₁ – точка пересечения круга O₁NE большим кругом, проходящим через центр Z и через наблюдаемую точку O. Точка A является началом счета долгот на лунном экваторе AE. N'ZB – большой круг. Точка O₁ расположена на невидимой стороне Луны, недалеко от точки O. Координаты P и D использовались при построении практически всех современных карт краевой зоны Луны.

Первые попытки изучения рельефа лунной поверхности относятся к глубокой древности. Аристотель, например, считал, что поверхность Луны является гладким шаром, зеркально отражающим тени и отблески морей и гор нашей Земли. В X веке н.э. арабский математик Альхазен полагал, что видимый рисунок видимой стороны Луны является следствием различной отражательной способности разных участков лунной поверхности. Но и в то время были ученые, которые считали, что наблюдаемые рисунки на поверхности Луны являются следствием изрезанного рельефа (Демокрит, Плутарх и др.). Первые достоверные сведения о поверхности Луны были получены Галилеем в 1649 г., он сделал попытку нарисовать горы на Луне, которые он наблюдал своей зрительной трубой. В это же время были изданы карты поверхности Луны, составленные Гевелиусом. Он провел зарисовку Луны при различных фазах, дал земные названия горам – Апеннины, Кавказ, Карпаты и др. Его современник Риччиоли присвоил многим местностям имена известных людей. Кассини по глазомерным оценкам составил карту Луны. В середине 18 столетия Тобиас Майер тщательно выполнил основан-

Окончание статьи Р.В. Чернова «Способ обработки нагнетательных скважин...»

R.V. Chernov. **Well treatment avoiding the use of underground interventions.**

We discuss a possible solution to one of the typical problems accompanying a well survey. The proposed method allows for cleaning pumping compressor pipes without the use of expensive underground intervention techniques. Some results of field experiment are presented. The method can be used to enhance oil recovery.

Keywords: waterflood operation, well survey, enhanced oil recovery.

Роман Викторович Чернов

Аспирант кафедры Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Альметьевского государственного нефтяного института.

423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 2. Тел: (8553) 31-00-79.

ную на многочисленных измерениях карту Луны, которая впервые давала истинные взаиморасположения лунных гор. Во второй половине 18 столетия были созданы большие зеркальные телескопы, по наблюдениям на таком телескопе Шретер опубликовал данные наблюдений с соответствующими иллюстрациями. В 18 столетии Лорман составил карты Луны, используя принципы топографических съемок, частично опубликовал карты в 1824 г., остальные были опубликованы Шмидтом в 1878 г., в общем они содержали 7178 кратеров и 99 борозд. Позднее Шмидт опубликовал карты, полученные из наблюдений за 32 года, они содержали 32 856 кратеров и 348 борозд. Франц в 1901 г. опубликовал список положений и высот 150 точек, равномерно распределенных по поверхности Луны, используя пять фотографий Луны вблизи полнолуния. Положения точек определялись относительно кратеров с известными селенографическими координатами, определенными относительно Местинга А по гелиометрическим наблюдениям. К известным кратерам в дальнейшем были привязаны положения 1400 точек. Сравнивая попарно пять фотографий Луны при различных либрациях, Франц определял высоты неровностей так называемым стереоскопическим методом. Он сделал заключение, что гористые и богатые кратерами местности лежат сравнительно высоко над средним уровнем, а моря – низко. Он определил удлиненность Луны по направлению к Земле. С 1903 по 1911 г. Саундер определил положения 2900 объектов на лунной поверхности по отношению к фундаментальным точкам, полученным Францем. Но все полученные координаты, примерно 4500 точек Луны, были обременены большими индивидуальными и систематическими ошибками вследствие того, что в их основе лежало предположение, что Луна – идеальный шар, и были не очень точные координаты опорных точек.

В 1934 г. Риттер опубликовал работу, в которой рельеф определялся по разности положений наблюдаемой и теоретической границы тени. Этот метод был раскритикован казанскими астрономами. В 1952 г. Хопман произвел критический обзор всех выполненных исследований лунной поверхности и заново отредуцировал измерения положений 150 точек Франца и вычислил абсолютные высоты этих точек над средним уровнем. В 1956 году Шрутка-Рехтенштамм переобработал старые наблюдения Луны, привел положения кратеров к центру фигуры, а не к центру масс.

Такое большое внимание к изучению фигуры, движения, вращения и рельефа Луны вполне понятно. Наблюдения Луны проводились для решения ряда астрономических проблем. Быстрое движение ее и близость к Земле позволяли изучать вращение Земли, определять поправки к размерам и фигуре Земли, определять большие расстояния на поверхности Земли. Определялось положение точки отсчета прямых восхождений в фундаментальных каталогах звезд. Создавалась опорная селенодезическая сеть на лунной

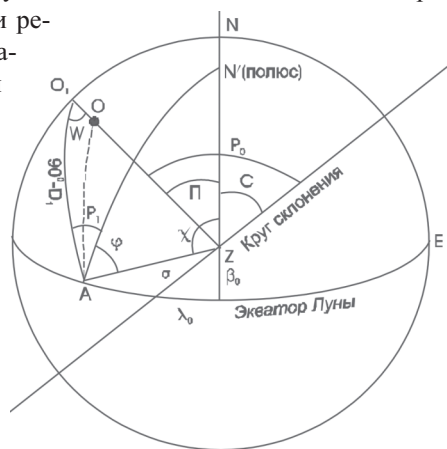


Рис. 1. Система селенографических координат Гайна.

поверхности, изучение ее рельефа было важно для посадки на Луну космических кораблей и для изучения вопроса происхождения Луны.

Определение положений и высот точек на лунной поверхности, измерение координат Луны, изучение ее вращения и фигуры связаны с наблюдениями лунного края, испещренного неровностями, высота которых иногда достигает 2" и изменяется в зависимости от либрации. Поэтому весьма важной проблемой всегда являлось построение карт рельефа лунного края. Первые надежные карты были построены немецким астрономом Гайном. С целью исследования физической либрации Луны на рефракторе Лейпцигской обсерватории он производил микрометрические измерения разностей прямых восхождений и склонений между кратером Местинг А и четырьмя другими кратерами. Гайн опубликовал свои карты в 1914 г.

Через 40 лет, в 1954 г. французский астроном Веймер использовал фотографии, полученные на большом рефракторе Парижской обсерватории. Было выбрано 3 тысячи фотографий, на которых изображения лунного диска имели диаметр в 17 см. Веймер построил карты профиля относительно позиционных углов, отсчитанных от лунного центрального меридиана. Недостаток карт Веймера тот же, что и в картах Гайна. Снятые с его карт неровности относятся к разным уровненным поверхностям.

С 1946 г. на Морской обсерватории в Вашингтоне под руководством Уоттса велись работы по изучению рельефа Луны. Были получены фотографии в Вашингтоне, на Иельско-Колумбийской южной станции, в Иоганесбурге и на обсерватории Ловелла в Флагстаффе. На специальной измерительной машине фотоэлектрическим методом вычерчивались профили лунного края. Всего было использовано 700 фотографий, полученных за 400 ночей. В итоге были созданы самые подробные карты краевой зоны Луны.

Решение вопроса о точной поверхности отсчета высот было осуществлено Нефедьевым А.А. Им было предложено за поверхность отсчета неровностей лунного края взять одну из поверхностей уровня потенциала силы тяжести Луны, аналогично определению фигуры Земли, учитывая при этом влияние Земли на гравитационное поле Луны. Подобную поверхность уровня называют селеноидом. При определении неровностей лунного края в первом приближении селеноид принимают за сферу, к которой относят высоты неровностей на Луне. Сложным вопросом является определение радиуса сферы, близкой к селеноиду, что-

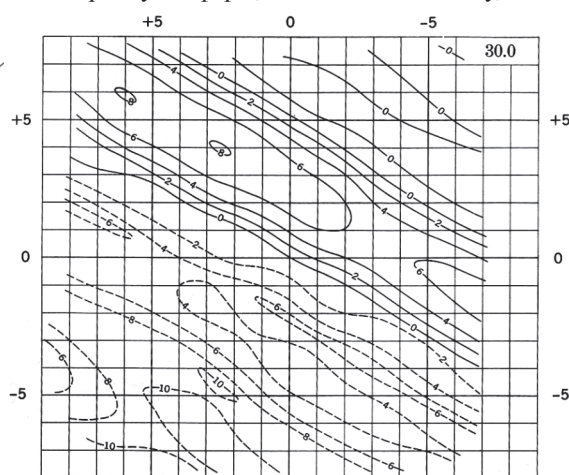


Рис. 2. Карта краевой зоны карт Уоттса для $P=30^\circ$.

бы принятое значение радиуса было одной и той же константой для всех рядов наблюдений, выполненных при разных либрациях по широте. Также важной проблемой является нахождение положения центра масс Луны относительно центра фигуры лунного диска. Положение центра масс Луны может быть определено только путем сравнения меридианных наблюдений или наблюдений покрытий с гравитационной теорией движения Луны. Построенные А.А. Нефедьевым карты удовлетворяют поставленным требованиям качества, первое из которых: радиус вероятнейшей окружности, исправленный за неровности, данные в картах, не зависит от оптической либрации по широте.

В 80-х гг. на основе крупномасштабных снимков Луны со звездами Л.И.Рахимовым были созданы карты краевой зоны «Казань», система координат которой относится к динамической, оси совпадают с осями инерции Луны, а центр лежит в лунном эфемеридном центре масс.

Метод создания каталога кратеров либрационной зоны Луны

На рис. 3 приведено сравнение карты краевой зоны в области с гайновскими долготами от $P=120^\circ$ до $P=130^\circ$ с соответствующей либрационной зоной на Полной карте Луны, построенной в ГАИШ. Имеется хорошее согласие рельефов в обоих случаях, что подтверждает возможность определения координат опорных точек в либрационной зоне с использованием карт краевой зоны Луны.

Для отождествления объектов либрационной зоны решается обратная задача. По данным Полной карты Луны вычисляются селеноцентрические прямоугольные координаты ξ_K, η_K, ζ_K , и по ним вычисляются предварительные гайновские координаты P_0, D_0 с помощью формул:

$$\begin{pmatrix} \rho_0 \sin D_0 \\ -\rho_0 \cos D_0 \sin P_0 \\ \rho_0 \cos D_0 \cos P_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \xi_K \\ \eta_K \\ \zeta_K \end{pmatrix}, \quad (1)$$

где ρ_0 – приближенный селеноцентрический радиус – вектор точки лунной поверхности. По вычисленным предварительным координатам и с использованием Полной кар-

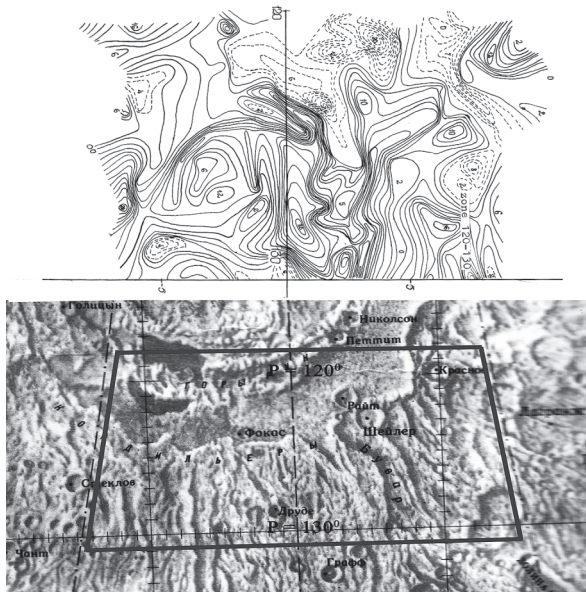


Рис. 3. Сравнение карты краевой зоны в области с гайновскими долготами от $P=120^\circ$ до $P=130^\circ$ с соответствующей либрационной зоной на Полной карте Луны, построенной в ГАИШ.

ты Луны и карт краевой зоны Уотса с поправками Моррисона объект точно отождествляется на картах краевой зоны «Казань», и находятся его точные координаты P, D, ρ , а затем вычисляются уточненные ξ, η, ζ , отнесенные к центру масс Луны.

На основе данного метода определяются координаты объектов краевой зоны Луны в динамической системе координат. В настоящее время создана опорная селеноцентрическая сеть краевой зоны Луны, содержащая координаты 48 объектов либрационной зоны Луны, распространенная достаточно равномерно относительно лунного лимба и построенная в системе центра масс и главных осей инерции Луны. Работы в данном направлении продолжаются.

Заключение

Описанный выше метод создания опорной селеноцентрической сети в краевой зоне Луны в настоящее время является единственной возможностью определения динамических координат объектов либрационной зоны. Данные исследования позволят создать «переходный» опорный каталог между видимой стороной Луны и обратной, что несомненно важно для распространения динамической селенодезической опорной системы на невидимую сторону нашего естественного спутника.

Литература

Гаврилов И.В., Дума А.С. Методика определения и приведения в единую систему абсолютных высот краевой зоны Луны. *Астрометрия и астрофизика*. 1971. №13. 54-61.
 Полная карта Луны. Ю.Н. Липский. М.: «Наука». 1979.
 Рахимов Л.И. Карты рельефа краевой зоны Луны в системе фундаментального каталога звезд. *Известия АОЭ*. 1992. № 57. 89-113.
 Morrison L.V. An analysis of lunar occultations in the years 1943-1974 for corrections to the constants in Brown's theory, the right ascension system of the FK4, and Watts' lunar – profile datum. *Monthly Notices*. 1979. N. 187. 41-82.
 Watts C.B. The marginal zone of the Moon. *Astron. Pap. Americ. Ephem.* 1963. Vol.1. 1-951.

Nefedev Y.A., Valeev S.G., Varaksina N.Y., Zabbarova R.R., Churkin K.O., Borovskih V.S. **A catalog of craters of the moon libration zone.**

We describe a method to construct a reference selenocentric catalogue in the lunar libration zone using the marginal zone maps «Kazan» and Watts, as well as the data from the “Full maps of the moon” (SAI).

Key words: libration zone of the Moon, reference selenocentric network, maps the marginal zone of the Moon.

Леонид Исламович Рахимов

Старший научный сотрудник.

Науфаль Гаязович Ризванов

Ведущий научный сотрудник.

Астрономическая обсерватория им.В.П.Энгельгардта
 420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18. Тел: (927) 425-93-30.

Виктор Степанович Боровских

К.физ.-мат.н., доцент, зав. кафедрой Геодезии Казанского государственного архитектурно-строительного университета.

420043, Казань, ул.Зеленая, 1. Тел: (843) 510-47-57.