

ГЕОРЕСУРСЫ

Т. 20. № 3. 2018
Часть 1

www.geors.ru

Главное в номере:

- Цифровое месторождение С.И. Кабанихин, М.А. Шишленин..... 139
- Научный инжиниринг как основа процессов моделирования...
М.М. Хасанов, А.Н. Ситников и др..... 142

Южно-Татарский
свод

Международная научно-практическая конференция

*«Моделирование геологического строения и процессов разработки –
основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений»*

посвященная 75-летию начала промышленной разработки
нефтяных месторождений Татарстана

4-5 сентября 2018 г.
г. Казань

Главный редактор:

Муслимов Р.Х. – д.геол.-мин.н., профессор,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Редакционная коллегия

Агзамов Ф.А., Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Плотникова И.Н., Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Прищепа О.М., АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Россия

Ситдикова Л.М., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Трофимов В.А., АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия

Хакимзянов И.Н., Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия

Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

Gadelle C., Xytel Inc., Paris, France

Kayal J.R., Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India

Vandenberghе N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А.

Технический редактор: Николаев А.В.

Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.

Специалист по переводу: Мулиле А.А.

Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,
ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530
e-mail: mail@geors.ru

Издатель: ООО «Георесурсы»

Журнал «Георесурсы» – это рецензируемое научно-техническое издание. Журнал издается с 1999 года.

Журнал включен/индексируется в:

- Emerging Sources Citation Index (ESCI) на платформе Web of Science Core Collection;
- База данных CAS (Chemical Abstracts Service);
- База данных GeoRef;
- Базы данных компании EBSCO Publishing на платформе EBSCOhost;
- Перечень рецензируемых научных журналов и изданий;
- Система «Российский индекс научного цитирования».

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год
Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Подписано в печать 30.08.2018. Тираж 1000. Цена договорная
Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»
420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна.

© 2018 Научно-технический журнал «Георесурсы». Под изданием ООО «Георесурсы»
Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Содержание

Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений.....134
Р.Х. Муслимов

Цифровое месторождение.....139
С.И. Кабанихин, М.А. Шишленин

Научный инжиниринг как основа процессов моделирования при разработке месторождений..142
М.М. Хасанов, А.Н. Ситников, А.А. Пустовских, А.П. Роцектаев, Н.С. Исмагилов, Г.В. Падерин, Е.В. Шель

Анизотропное квазиупругое сейсмической полноволновое моделирование и инверсия: применение к данным непродольного ВСП в Северном море.....149
К. Барнес, М. Чарара

Моделирование карбонатного резервуара с интеграцией динамических данных.....154
Ф. Гамес

Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS.....158
Р.С. Хисамов, А.Ф. Сафаров, А.М. Калимуллин, А.А. Дрягалкина

Некоторые аспекты моделирования при планировании и анализе разработки.....165
И.З. Муллагалин, Е.И. Хатмуллина

Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных залежей на примере месторождения ближневосточного региона.....168
Р.А. Растегаев, В.В. Морозов, С.И. Мельников, С.А. Идрисова, С.В. Мильчаков

Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации .172
Д.В. Булыгин, А.Н. Николаев, А.В. Елесин

Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы.....178
М.Н. Кравченко, Н.Н. Диева, А.Н. Лищук, А.В. Мурадов, В.Е. Вершинин

Проблемы моделирования разработки нефтяных месторождений с учетом глубинной подпитки и переформирования залежей в процессе длительной эксплуатации.....186
Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова

Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений ...193
И.Ф. Бобб

В данном выпуске опубликованы избранные материалы международной научно-практической конференции «Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений» 4-5 сентября 2018 г. Казань, Россия

Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**Editorial Board****Farit A. Agzamov**, Ufa State Petroleum Technical University,
Ufa, Russian Federation**Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian
Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Claude Gabelle, Xytel Inc., Paris, France**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research,
Gandhinagar, India**Ilgizar N. Khakimzyanov**, Institute TatNIPneft Tatneft PJSC,
Bugulma, Russian Federation**Maxim G. Khramchenkov**, Kazan Federal University, Kazan,
Russian Federation**Mikhail D. Khutorskoy**, Institute of Geology of the Russian
Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits,
Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy
of Science, Moscow, Russian Federation**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan,
Russian Federation**Irina N. Plotnikova**, Tatarstan Academy of Sciences, Kazan,
Russian Federation**Oleg M. Prischepa**, All-Russian Petroleum Research Exploration
Institute, St.Petersburg, Russian Federation**Lyalya M. Sitdikova**, Kazan Federal University, Kazan,
Russian Federation**Antonina V. Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation**Vladimir A. Trofimov**, Central Geophysical Expedition JSC,
Moscow, Russian Federation**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium**Editorial office:**

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova.

Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Mulile.

Web-editor: Artur Sabirov.

Publisher: Georesursy LLC**Editorial and Publisher's address:** 10-1 Mayakovsky St., Kazan,
420012, Russian Federation

Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal
published since 1999**The journal is included/indexed in:**

- **Emerging Sources Citation Index (ESCI);**
- **CAS (Chemical Abstracts Service) databases;**
- **GeoRef database;**
- **EBSCOhost™ databases;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**

The full-text e-versions of the articles are available on: www.geors.ruAll the materials of the journal Georesursy (Georesources) are available
under the CC BY license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).Registered by the Federal Service for Supervision
of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies.
Issue date: 30.08.2018© 2018 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources).
Published by Georesursy LLC**Table of Contents**

Problems of exploration and development modeling of oil fields	134
<i>R.Kh. Muslimov</i>	
Digital field	139
<i>S.I. Kabanikhin, M.A. Shishlenin</i>	
Scientific engineering as the basis of modeling processes in field development	142
<i>M.M. Khasanov, A.N. Sitnikov, A.A. Pustovskikh, A.P. Roshchektayev, N.S. Ismagilov, G.V. Paderin, E.V. Shel</i>	
Anisotropic anelastic seismic full waveform modeling and inversion: Application to North Sea offset VSP data	149
<i>C. Barnes, M. Charara</i>	
Fracture characterization, modeling and uncertainty analysis of a carbonate reservoir with integration of dynamic data (Middle East)	154
<i>F. Games</i>	
Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the international classification SPE-PRMS	158
<i>R.S. Khisamov, A.F. Safarov, A.M. Kalimullin, A.A. Dryagalkina</i>	
Some aspects of modeling in the planning and analysis of development	165
<i>I.Z. Mullagalin, E.I. Khatmullina</i>	
Conceptual geological modeling as a basis for the development of carbonate deposits in the Middle East region	168
<i>R.A. Rastegaev, V.V. Morozov, S.I. Melnikov, S.A. Idrisova, S.V. Milchakov</i>	
Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels	172
<i>D.V. Bulygin, A.N. Nikolaev, A.V. Elesin</i>	
Hydrodynamic modeling of thermochemical treatment of low permeable kerogen-containing reservoirs	178
<i>M.N. Kravchenko, N.N. Dieva, A.N. Lishchuk, A.V. Muradov, V.E. Vershinin</i>	
Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields	186
<i>R.Kh. Muslimov, I.N. Plotnikova</i>	
International experience of petroleum IT creation	193
<i>I.F. Bobb</i>	

This part of the issue contains proceedings (plenary reports) of the International Scientific and Practical Conference «Modelling of Geological Structure and Production Processes is the Basis for Successful Oil and Gas Fields Development», September 4-5, 2018, Kazan, Russian Federation

Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

E-mail: davkaeva@mail.ru

В статье показаны особенности построения геологических и геолого-гидродинамических моделей для решения различных задач: поисков, разведки, разработки и проектирования применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН). В зависимости от поставленных задач наиболее простые модели должны постепенно и непрерывно усложняться. При построении геологических моделей необходимо учитывать все геологические запасы, находящиеся в недрах рассматриваемого объекта, независимо от того, можно их сегодня извлечь или нет. При этом следует уделять большое внимание так называемым плотным (в современном понимании) разделам между пластами и изучению их роли в процессах фильтрации. При построении геолого-фильтрационных моделей для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти необходимо изучение деталей геологического строения и особенно трещиноватости, поскольку эти детали оказывают определяющее влияние на эффективность процессов разработки и применения МУН. Приведены принципиально новые подходы к моделированию.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, геологические и извлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойных зон скважин, геологические и геолого-гидродинамические модели

Для цитирования: Муслимов Р.Х. (2018). Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 134-138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.134-138>

Спецификой проектирования нефтяных месторождений (в отличие от проектирования любых других объектов и сооружений) является индивидуальная особенность каждого месторождения. В мире нет одинаковых по геологическому строению месторождений. Поэтому любые примененные на каких-либо месторождениях новые технологии, оказавшиеся успешными в определенных геологических условиях, как правило, становятся малоэффективными в других геологических условиях, на других месторождениях. Для проектирования новых технологий на новых месторождениях нужны крупные исследования по изучению особенностей геологического строения (на макро-, микро- и наноуровнях) и совместимости этих технологий с особенностями геологического строения залежей. Это требует концентрации усилий между специалистами из университетов, научных центров, промышленной индустрии, достаточного времени и средств.

Сам процесс и организация создания моделей нефтяных месторождений зависят от целей, поставленных перед модельерами. Эти цели можно объединить в следующие направления:

- Разведка и подготовка к разработке месторождений;
- Проектирование и разработка нефтяных месторождений традиционными методами;
- Моделирование эксплуатации нефтяных месторождений с применением (в качестве основных) третичных методов разработки (тепловых, газовых) с самого начала освоения объекта;
- Моделирование различных методов и технологий повышения эффективности разработки нефтяных месторождений (МУН, ОПЗ, ГРП, бурение ГС, БС, МЗС, бурение дополнительных скважин, ФОЖ и др.);

• Моделирование освоения ранее не учтенных в балансе запасов залежей в плотных (ультранизкопроницаемых) пластах на эксплуатируемых месторождениях;

• Моделирование процессов переформирования (регенерации) залежей нефти в четвертой стадии разработки месторождений и подпитки углеводородами из глубин недр Земли.

Расширение целей моделирования вытекает из новых представлений о стадийности разработки нефтяных месторождений. Ранее мы также придерживались выделения четырех стадий разработки нефтяных месторождений. Но при этом совершенно по другому понимали IV стадию разработки (по существенной значимости в формировании высоких значений КИН и длительности сроков разработки) (Муслимов, 2003, 2016). Но в настоящее время очевидно, что необходимо, в первую очередь, для крупных месторождений выделять еще и V стадию разработки, в которой будут в основном эксплуатироваться запасы нефти, ранее не учтенные ни в официальных балансах нефти, ни в принятых проектах разработки (запасы в плотных пластах, ранее неподвижные запасы в эксплуатируемых объектах).

Главный вопрос – что вкладывать в понятие геологической модели?

С.Н. Закиров (Закиров и др., 2009) совершенно справедливо считает саму идеологию построения моделей неправильной. По его мнению, методические документы предписывают «неколлекторы» не включать в 3D геологические модели. То есть, все (почти все) создаваемые 3D геологические модели в стране являются дефектными, так как в них рукотворно искажается реальная геология месторождений (Муслимов, 2014; Муслимов и др., 1994).

В связи с вышеизложенным, назрела необходимость переоценки геологических ресурсов нефти, поскольку

балансовые и извлекаемые запасы, в старом, установившемся понимании оставляют за бортом некондиционные запасы, а они, по предварительным оценкам, могут составить до 15-20% от утвержденных.

Представляется целесообразным разработать методику подсчета геологических запасов с учетом огромного прогресса на Западе в области геологических исследований и имеющегося опыта извлечения углеводородов из плотных пород (или сланцев). В таком случае в общем балансе будут нынешние «некондиционные» запасы как объект деятельности НК по проведению НИР и ОНР по поискам путей их извлечения.

При этом более понятным для всех специалистов является предложение считать все геологические запасы (включая и «некондиционные коллектора» в карбонатных залежах (Муслимов и др., 1998; Волков и др., 2007). Немного труднее для восприятия это положение в залежах с терригенными пластами. Но и здесь такое построение модели в большинстве может быть более приемлемым, если изучить строение так называемых плотных разделов между пластами и их роль в процессах фильтрации. Она может оказаться существенной.

Проведенные авторами (Волков и др., 2000) оценочные расчеты говорят о том, что вертикальные перетоки при разработке слоисто-неоднородного пласта, состоящего из пропластков, представленных различными типами коллекторов, могут играть существенную роль. Это говорит о том, что за счет них могут вырабатываться и такие пропластки, которые при опробовании непосредственно через скважины не дают нефти вообще или дают непромышленные притоки.

К фундаментальным проблемам следует отнести необходимость построения модели на основе концепции эффективного порового пространства (ЭПП) (Закиров и др., 2009). При этом данные о свойствах коллектора должны быть получены из реальных кернов с реальным содержанием в залежи связанной воды. Согласно концепции ЭПП, петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реалистичных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости, потому что и степень достоверности петрофизических зависимостей в рамках концепции ЭПП значимо выше, чем в концепции АПП. Тогда очевидно, что достоверность данных ГИС для построения 3D моделей станет существенной.

Также следует обратить особое внимание на определение реального значения коэффициента вытеснения K_v – важнейшего параметра оценки эффективности применяемых и проектируемых систем разработки и эффективности ГТМ. Опыт длительной разработки месторождений показывает, что на выработанных участках K_v выше, чем определяемый лабораторными исследованиями при так называемой бесконечной промывке. Следовательно, на этих участках коэффициент охвата $K_{ох}$ будет ниже, и его следует повышать путем уплотнения сетки скважин и совершенствования воздействия на пласт. Это кардинальный перспективный вывод для проектирования мер по повышению КИН (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2012).

Таким образом, при построении геологических моделей нефтяных залежей необходимо:

- изучать распределение по объему для каждой из

моделей не только балансовых, а всех геологических запасов нефти, дифференцируя последние на подвижные, малоподвижные и неподвижные;

- фиксировать местоположение и определять фильтрационно-емкостные свойства не только нефтенасыщенных, но и всех «плотных» и водонасыщенных прослоев, заключенных между непроницаемыми кровлей и подошвой той единой гидродинамической системы, частью которой является рассматриваемая залежь или рассматриваемая совокупность нефтяных пластов (Дьячук, Князева, 2016).

Указанный принципиально новый подход к геологическому моделированию требует больших усилий модельеров к созданию совершенно новых геологических моделей, наиболее полно учитывающих геологические основы формирования залежей нефти.

Модели для целей разведки и подготовки к разработке должны основываться на использовании первичных данных полевых геофизических измерений, данных ГИС и лабораторных исследований. Все эти данные должны использоваться при составлении проектов опытно-промышленных работ по испытанию рекомендуемых в дальнейшем технологий разработки.

Проектирование следует вести приняв за основу классификацию месторождений с активными запасами нефти (обычно крупные и супергигантские), малоэффективных месторождений с ТЗН (в основном средние и мелкие) (Муслимов, 2003), а также с учетом современной классификации залежей нефти (Дьячук, 2015).

Для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки, необходим пересмотр всей геологической модели с учетом успешного освоения на Западе залежей с низкопроницаемыми коллекторами и техногенными изменениями параметров залежей в процессе длительной эксплуатации (Муслимов, 2012), а также необходимо обобщение опыта разработки (как показывает опыт разработки супергигантского Ромашкинского месторождения). Здесь нужно кардинально изменить идеологию построения геологической модели, в которую включать все запасы нефти эксплуатационного объекта, включая кондиционные и некондиционные породы. Это обуславливается новыми технологиями выработки запасов в завершающем периоде разработки (Закиров и др., 2009; Муслимов, 2012; Дьячук, Князева, 2016).

При этом если в начале эксплуатации обычно в каждом объекте самостоятельной разработки стремятся выделять большое число пластов с разной геологической характеристикой, каждой из которых обычно служит объектом самостоятельного воздействия, то на поздней (IV) стадии разработки ранее разделенные пласты эксплуатационного объекта приходится объединять, чтобы эксплуатировать объект на форсированных режимах и высокой обводненности продукции скважин для увеличения КИН.

В этот период предусматривается применение уже отработанных МУН (в основном физико-химических и физических, затем ФОЖ), а в дальнейшем исследование процессов переформирования залежей в процессе длительной эксплуатации и использование их в моделировании наращивания текущей добычи и КИН (Дьячук, 2015; Плотникова и др., 2013), далее моделирование процессов подпитки эксплуатируемых месторождений УВ из глубин недр Земли (Беляев и др., 2002; Кудинов, Сучков, 1998).

Однако этим не ограничивается потенциал дальнейшего наращивания ресурсов супергигантского Ромашкинского месторождения. Для его увеличения необходимо проведение большого объема научно-исследовательских (в том числе фундаментальных). Эти работы должны проводиться в следующих направлениях:

- исследование плотных разделов между продуктивными пластами традиционно выделяемых эксплуатационных объектов (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, гранулометрический состав и др. параметры, характеризующие особенности геологического строения плотных пород в отложениях терригенного и карбонатного комплексов, нижнего и среднего карбона);

- исследование плотных пород отложений карбонатного девона, нижнего, среднего и верхнего карбона на предмет выявления перспективных объектов для возможного их использования в дальнейшем в качестве объектов эксплуатации с применением новейших технологий исследований и добычи;

- определение по указанным группам залежей методических приемов исследований, позволяющих отнести возможные их ресурсы к балансовым, наметить возможные пути их освоения, оценить КИН и извлекаемые запасы (в ультранизкопроницаемых пластах);

- изучение углеводородного потенциала залежей СВН и ПБ пермских отложений месторождения, поиск новых путей разработки запасов в нетрадиционных залежах углеводородов.

К моделированию процессов переформирования (регенерации) залежей нефти и подпитки их УВ из глубин недр Земли необходимо приступить уже сейчас, а к моделированию поисков и освоения плотных (ультранизкопроницаемых) пластов уже нужно готовиться.

Особенности моделирования геологического строения и процессов нефтевытеснения в мелких и средних месторождениях определяются спецификой стратегии их освоения.

Опыт разработки мелких и средних месторождений позволяет определить иную (чем крупных и гигантских месторождений) стратегию их освоения. Также как и для высокопродуктивных освоение этих месторождений должно быть поэтапным. Но при этом следует учесть особенности геологического строения этих месторождений. Если в высокопродуктивных месторождениях есть большая доля активных запасов нефти, доходящая до 65-80% всех запасов, то в малопродуктивных месторождениях, как правило она составляет не более 10%. В первом случае высокая их доля обеспечивает быстрый выход на максимальный уровень добычи нефти и сравнительно длительный период его удержания (до отбора около 50% НИЗ), во втором случае такая динамика добычи нефти не возможна. Здесь сразу же необходимо применять новые МУН и ОПЗ для обеспечения приемлемого уровня добычи и последующего его удержания. Поэтапность освоения месторождения здесь обуславливается не последовательным освоением различных этажей нефтеносности, но, главным образом, поэтапным внедрением различных составляющих (элементов) системы разработки.

Необходимо отметить, что роль трещин в вытеснении нефти в процессе разработки является важнейшей не только для трещинно-кавернозных, но и для гранулярных

коллекторов. Ведь макро- и микротрещины имеются практически в подавляющем большинстве пород-коллекторов. Они играют основную роль в процессах фильтрации. Причем на практике преобладает случай, когда имеется приток нефти в трещины из матрицы пласта в результате создания разнопеременных перепадов давления между трещинами и основной частью породы в процессе разработки. Это происходит при нестационарном заводнении и импульсной эксплуатации добывающих скважин. Особенно большую роль играет трещиноватость в карбонатных залежах.

Особенность ТЗН в том, что на эффективность их разработки определяющее влияние оказывают незначительные, казалось бы, особенности деталей геологического строения, которые в большинстве случаев мы либо не знаем, либо не акцентируем на них внимание. Поясним это на некоторых примерах.

Карбонатные пласты макро- и микронеоднородны, содержат включения других минералов: гипса, кальцита, ангидрита, глин, пирита, а также битумов и различных окислов металлов. На совместную фильтрацию нефти и воды или же нефти, воды и газа большое влияние оказывают состав пород и физико-химические свойства этих фаз, а также самой трещиноватой породы и степень раскрытия трещин.

Так, наличие трещиноватости в кровле кизеловской залежи Тавельского месторождения по данным Р.Х. Закирова в 1,5-1,8 раз увеличивает дебиты нефти, а следовательно КИН, а дебит нефти прямо зависит от вскрытой мощности пласта.

По залежи башкирского яруса Аканского месторождения, представленной крайне неоднородными карбонатными пластами применение методов заводнения, (в том числе при обработке наножидкостью) оказалось не эффективно. Это объясняется наличием трещин различного происхождения. Здесь на фоне мелких трещин различной генерации присутствуют и более крупные вертикальные и субвертикальные трещины тектонического происхождения. Эти особенности строения залежи были выявлены недавно И.Н. Плотниковой и В.П. Морозовым. Естественно в этих условиях любые жидкости для вытеснения нефти из карбонатов не будут работать, пока не удастся залечить крупные тектонические трещины. Для этого нужны совершенно новые инновационные технологии. За выполнение этой задачи взялась Л.К. Алтунина. После проведенных длительных оригинальных исследований стали понятны причины неэффективности обычных методов заводнения. Задача архисложная – нужно залечить мощные вертикальные тектонические трещины и заставить мелкие трещины залежи принимать воду.

В серпуховско-башкирских отложениях Ромашкинского месторождения (зал. 301-302), как установил в кандидатской диссертации Д.В. Гуськов, в пределах положительных локальных осложнений происходит сжатие в подошвенной части пласта, что сдерживает темпы обводнения скважин подошвенной водой. Безводные периоды на таких участках максимальны, что позволяет рекомендовать данные участки залежи как наиболее перспективные для заложения добывающих скважин, зарезок вторых стволов и проведения различных геолого-технических мероприятий с целью получения притоков нефти с низкой

обводненностью. Отрицательные же локальные осложнения являются зонами разуплотнения коллекторов в зоне ВНК, приводящие к интенсивному обводнению, поэтому необходимо производить выработку запасов этих участков залежи в щадящем режиме.

Сегодня вопросы изучения направлений и развития зон трещиноватости являются приоритетной задачей детальных геологических исследований. Современные геологические модели должны обозначать эти детали для того, чтобы проектировщики могли наиболее эффективно определять местоположение нагнетательных и положение стволов в горизонтальных скважинах. В зависимости от мощности и коллекторских свойств пластов, нагнетательные скважины могут располагаться либо поперек, либо вдоль, либо диагонально развитию зон трещиноватости. Имея такие геологические модели проектировщики могут целенаправленно заставить трещины работать для повышения нефтевытеснения из основной матрицы породы (например, применяя циклическое заводнение).

Знание таких деталей проектируемых объектов, заложенное в геологические модели, очевидно, устроит проектировщиков при составлении технологических схем и проектов разработки месторождений. Но их недостаточно для целенаправленного проектирования применения МУН на месторождениях. Оно может проектироваться как на новых месторождениях, разработка которых с самого начала проектируется по новым технологиям разработки на режимах, не связанных с заводнением (внедрение тепловых методов разработки на месторождениях с ВВН и СВН, газовых и водогазовых методов на месторождениях с низкопроницаемыми и ультранизкопроницаемыми пластами), так и на разрабатываемых с применением заводнения месторождениях. В последних МУНы должны повысить эффективность выработки запасов и увеличить нефтеотдачу. Для такого проектирования должны применяться тонкие, более детальные совершенные геологические модели.

По опыту эксплуатации малопродуктивных месторождений РТ рекомендуется следующая стратегия их освоения:

1. Разбуривание первоначально редкой сеткой скважин (12-16 га);

2. Уточнение геологического строения залежи с построением геологической модели залежи с принципиально новыми подходами, учитывающими фундаментальные законы геологии, т.е. с включением в объект всей мощности пород этажа нефтеносности (от кровли до подошвы выделенного объекта эксплуатации);

3. Постепенное этапное уплотнение сетки скважин (до 8, затем 4 и 2,5-3 га/скв).

На всех этих этапах строится новая уточненная модель геологического строения объекта, с учетом новой сетки скважин.

4. На каждом этапе геологические модели необходимо превращать в геолого-гидродинамические с учетом организации системы заводнения с постепенным его совершенствованием, обеспечивающим разработку залежи при оптимальных пластовых и забойных давлениях. При этом необходим учет применения методов воздействия с постепенным их усложнением:

- отработанные в РТ комплексные технологии

разработки слабопроницаемых и глинистых терригенных коллекторов (КТРТК) и высоковязких нефтей (КТРТВН), комплексные технологии разработки залежей в карбонатных коллекторах (КТРКК), в менее проницаемых пластах – ГРП;

- применение легких тепловых МУН и ОПЗ (ТГХВ, ППХ, ВПТХО, ПТОС электропрогрев ПЗП и др.) (Муслимов, 2012);

- закачка горячей (или подогретой) воды в пласт, в том числе обогрещенной различными химреагентами.

Здесь обязательно нужно для каждого объекта построить кривую зависимости вязкости нефти температуры, что поможет определить оптимальную температуру закачиваемого агента.

5. После уплотнения сетки скважин до оптимального значения для классических тепловых МУН (ПТВ, парагаза, внутрислоевого горения) актуализировать полученную после вышесказанных действий геолого-гидродинамическую модель. Далее проектирование вести на ее основе.

Проблема привязки новых технологий разработки к геологическим условиям проектируемого месторождения (их совместности и адекватности) решается инновационным проектированием систем разработки.

Инновационное проектирование это тот рычаг, которым можно управлять освоением месторождения (от доразведки до повышения нефтеотдачи). Во-первых, сюда входят все необходимые исследования проблем разработки каждого месторождения в соответствии с его спецификой. В обычных условиях для этого нужно выполнения десятков различных тем. Во-вторых, такой проект после официального утверждения приобретает силу закона и обязывает НК его исполнять.

В связи с этим Ю.А. Волков рекомендует начинать составление проекта с анализа самых простых моделей и усложнять их структуру постепенно, по мере необходимости, т.е. внедрить в практику многомодельный подход к созданию и совершенствованию технологий нефтеизвлечения, представляющему «новую философию проектирования» разработки нефтяных месторождений.

Способы решения данных задач являются сутью кластерного подхода к разработке стандарта нового поколения «Регламент инновационного проектирования разработки и оптимизации выработки запасов месторождений углеводородов при непрерывном их восполнении». В отличие от стандарта, рекомендованного ЦКР для массового проектирования, он может включать и проведение ОПР по опробованию новых технологий на конкретном месторождении в конкретных геологических условиях.

Литература

Беляев С.С., Борзенков И.А., Глузов И.Ф., Ибагуллин Р., Муслимов Р.Х., Иванов М.В. (2002). Разработка и применение биоготехнологии повышения нефтеизвлечения на месторождениях Татарстана. *Георесурсы*, 1(9), с. 36-37.

Волков Ю.А., Данилова Т.Е., Касимов Р.С. (2007). О необходимости послыйного изучения керна с привязкой к ГИС без нарушения естественной последовательности напластования. *Мат. регион. науч.-практич. конф. «Проблемы повышения геологической информативности геофизических исследований скважин»*, Казань: Плутон, с. 64-80.

Волков Ю.А., Файзуллин И.Н., Кормильцев Ю.В., Федоров В.Н., Чекелин А.Н. (2000). О циклическом воздействии через горизонтальные скважины на пласты, представленные различными типами коллекторов. *Мат. семинара-дискуссии «Горизонтальные скважины: бурение,*

эксплуатация, исследование», Казань: МастерЛайн, с. 123-130.

Дьячук И.А. (2015). К вопросу реформирования нефтяных месторождений и пластов. *Георесурсы*, 1(60), с. 39-46.

Дьячук И.А., Князева Е.В. (2016). Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов. *Мат. Межд. научно-практ. конф.*, Казань: Ихлас, т. 1, 300 с.

Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. Москва.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 484 с.

Кудинов В.И., Сучков Б.М. (1998). Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Самарское книжное изд-во.

Муслимов Р.Х. (2003). Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во КГУ, 596 с.

Муслимов Р.Х. (2012). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: Учебное пособие. Казань: Фэн, 664 с.

Муслимов Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фэн, 750 с.

Муслимов Р.Х. (2016). Пути перехода от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию нефтяной отрасли. *Мат. Межд. научно-практ. конф.*, Казань: Ихлас, т. 1, 300 с.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Касимов Р.С., Розенберг И.Б., Сулейманов Э.И. (1994). Проблемы построения геологических моделей

залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов: Тр. межд. конф.*, Казань, т. 2, с. 496-510.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Шакиров А.Н. и др. (1998). Новые подходы к построению геологической модели карбонатного коллектора на основе усовершенствования интерпретации ГИС. *Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона: Тр. научно-практ. конф.*, Казань: Новое Знание, с. 355-360.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (2013). Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*, 1, с. 33-35.

Сведения об авторе

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5 E-mail: davkaeva@mail.ru

Статья поступила в редакцию 22.06.2018;

Принята к публикации 25.07.2018; Опубликовано 30.08.2018

IN ENGLISH

Problems of exploration and development modeling of oil fields

R.Kh. Muslimov

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract. The article shows the construction features of geological and geological-hydrodynamic models for solving various problems: prospecting, exploration, development and design of enhanced oil recovery (EOR) methods application. Depending on the tasks assigned, the simplest models should gradually and continuously become more complex. When constructing geological models, it is necessary to take into account all the geological reserves in the subsoil of the object under consideration, regardless of whether they can be extracted today or not. In this case, much attention should be paid to the so-called tight (in the modern sense) sections between the layers and the study of their role in filtration processes. In the construction of geological and filtration models for deposits with hard-to-recover oil reserves, it is necessary to study the details of the geological structure and especially the fracturing, since these details have a determining effect on the efficiency of the development and application of the EOR. Essentially new approaches to modeling are presented.

Keywords: hard-to-recover reserves, geological and recoverable reserves, methods for increasing oil recovery, processing of bottom-hole well zones, geological and geological-hydrodynamic models

Recommended citation: Muslimov R.Kh. (2018). Problems of exploration and development modeling of oil fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 134-138. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.134-138>

References

Belyaev S.S., Borzenkov I.A., Glumov I.F., Ibatullin R., Muslimov R.Kh., Ivanov M.V. (2002). Development and application of biogeotechnology for increasing oil recovery in the Tatarstan deposits. *Georesursy = Georesources*, 1(9), pp. 36-37 (In Russ.)

Dyachuk I.A. (2015). Reformation of oil fields and reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 39-45. (In Russ.)

D'yachuk I.A., Knyazeva E.V. (2016). Features of the late stage of development of oil fields and measures to increase the oil recovery of depleted reservoirs. *Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.*, Kazan: Ихлас, vol.1, 300 p. (In Russ.)

Kudinov V.I., Suchkov B.M. (1998). New technologies to increase oil production. Samara: Samara Publ. House. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2003). Modern methods for managing the development of oil fields with flooding. Kazan: Kazan. univer. Publ., 596 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. 2 Ed. Kazan: Fen Publ., 664 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future (production

optimization, maximization of oil recovery). 2 Ed. Kazan: Fen, 750 p. (In Russ.) Muslimov R.Kh. (2016). Ways of transition from resource-raw to resource-innovative development of the oil industry. *Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.*, Kazan: Ихлас, vol.1, 300 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A., Kasimov R.S., Rozenberg I.B., Suleimanov E.I. (1994). Problems of constructing geological models of oil deposits in carbonate reservoirs] *Problemy kompleksnogo osvoeniya trudnoizvlekaemykh zapasov nefiti i prirodnykh bitumov: Tr. mezhd. konf.* [Problems of integrated development of hard-to-recover oil and natural bitumen reserves: Coll. papers], Kazan, vol.2, pp. 496-510. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A., Shakirov A.N. et al. (1998). New approaches to constructing a geological model of a carbonate reservoir based on improved interpretation of GIS. *Opyt razvedki i razrabotki Romashkinskogo i drugikh krupnykh neftyanykh mestorozhdenii Volko-Kamskogo regiona: Tr. nauch.-prakt. konf.* [The experience of exploration and development of Romashkino and other large oil deposits of the Volko-Kama region: Coll. papers], Kazan: Novoe Znanie, pp. 355-360. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in the Pashi horizon of the Romashkino field. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)

Volkov Yu.A., Danilova T.E., Kasimov R.S. (2007). Necessity for a layered core study with reference to the GIS without disturbing the natural sequence of stratification. *Mat. region. naucho-prakt. konf. «Problemy povysheniya geologicheskoi informativnosti geofizicheskikh issledovaniy skvazhin»* [Proc. Conf. "Problems of increasing the geological information content of geophysical well studies"], Kazan: Pluton, pp. 64-80. (In Russ.)

Volkov Yu.A., Faizullin I.N., Kormil'tsev Yu.V., Fedorov V.N., Chekelin A.N. (2000). About cyclic impact through horizontal wells on deposits, represented by different types of reservoirs. *Mat. seminar-diskussii «Gorizontal'nye skvazhiny: burenie, ekspluatatsiya, issledovanie»* [Proc. Sem. "Horizontal wells: drilling, operation, research"], Kazan: MasterLain, pp. 123-130. (In Russ.)

Zakirov S.N., Indrupskii I.M., Zakirov E.S. et al. (2009). New principles and technologies of oil and gas fields development. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 484 p. (In Russ.)

About the Author

Renat Kh. Muslimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology

Kazan (Volga region) Federal University
4/5 Kremlevskaya st., Kazan, 420008, Russian Federation
E-mail: davkaeva@mail.ru

Manuscript received 22 June 2018;

Accepted 25 July 2018; Published 30 August 2018

Цифровое месторождение

С.И. Кабанихин^{1,2,3}, М.А. Шишленин^{1,2,3*}

¹Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия

²Институт математики им. С.Л. Соболева СО РАН, Новосибирск, Россия

³Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

В работе представлены разработанные вычислительные технологии, которые участвуют в комплексе программ по созданию цифровой модели действующего месторождения. Разработаны линейные методы обработки площадных систем сейсмических наблюдений, а также алгоритмы определения электромагнитных параметров околоскважинного пространства для горизонтально слоистой среды.

Разработана вычислительная технология, позволяющая в реальном времени вести мониторинг дебита скважины, газового фактора и обводненности по дополнительным измерениям термодинамических параметров скважин. На основе этой технологии реализованы методы, позволяющие максимизировать добычу действующего месторождения с учетом диаметра трубопроводов, интенсивности добычи и т.д.

Разработаны алгоритмы определения коэффициента фильтрации пласта месторождения по данным давления, заданного в нагнетающих и добывающих скважинах, на основе которых оптимизировано бурение новых дополнительных нагнетающих и добывающих скважин.

Ключевые слова: обратные задачи, вычислительные методы, фильтрация, каротаж, сейсморазведка, высокопроизводительные вычисления

Для цитирования: Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2018). Цифровое месторождение. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 139-141. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.139-141>

Обработка сейсмических данных площадных систем измерений

В настоящее время, благодаря площадным системам наблюдений, удалось создать принципиально новый метод решения трехмерных обратных задач, в котором используются: трехмерный аналог уравнения М.Г. Крейна (Кабанихин, 1989; Kabanikhin et al., 2004; Kabanikhin, Shishlenin, 2011), параллельные вычисления на высокопроизводительных кластерах, методы Монте-Карло (Kabanikhin et al., 2015b; Kabanikhin et al., 2015c), супербыстрые алгоритмы обращения блочно-теплицевых матриц больших размерностей (Kabanikhin et al., 2015a).

Основной проблемой исследования трехмерных упругих сред является большой размер области; даже для участка 2 км×2 км×2 км решение прямой задачи сейсморазведки с разрешением 1 метр может занимать на 80 ядрах одного узла вычислительного кластера до 150 часов. А если учесть, что большинство современных методов решения обратных задач основаны на итерационных процедурах, то даже количество операций, требуемых для проведения нескольких итераций, может привести к неконтролируемому ошибкам. Это обстоятельство осложняется сильной некорректностью обратных задач, которое заключается в неединственности решения, а также в неустойчивости, которая сильно возрастает с глубиной.

Ранее был предложен алгоритм численного решения обратной задачи для систем уравнений гиперболического типа (уравнения акустики, Максвелла, Ламе) в трехмерном пространстве с дополнительной информацией на части полуплоскости (площадная система наблюдений)

(Kabanikhin, Shishlenin, 2011). Основная идея заключается в применении проекционного метода с последующим сведением нелинейной обратной задачи к многопараметрическому семейству линейных интегральных уравнений (многомерный аналог уравнения М.Г. Крейна) (Кабанихин, 1989).

Рассмотрим обратную задачу определения скорости среды:

$$c^{-2}(x, y)u_{tt}^{(k)} = \Delta u^{(k)}, \quad x \in R, \quad y \in R, \quad t > 0, \quad k = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$$

$$u^{(k)}(x, y, 0) = 0; \quad u_t^{(k)}(x, y, 0) = e^{iky} \cdot \delta(x).$$

по дополнительной информации

$$u^{(k)}(0, y, t) = f^{(k)}(y, t), \quad u_x^{(k)}(0, y, t) = 0, \quad k = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$$

Пусть $\tau(x, y)$ является решением уравнения эйкколнала:

$$\tau_x^2 + \tau_y^2 = \frac{1}{c^2(x, y)}, \quad x > 0, \quad y \in R;$$

$$\tau(0, y) = 0, \quad \tau_x(0, y) = \frac{1}{c(0, y)}, \quad y \in R.$$

Введем новые переменные и функции:

$$z = \tau(x, y), \quad y = y$$

$$v^{(k)}(z, y, t) = u^{(k)}(x, y, t), \quad b(z, y) = c(x, y).$$

Тогда нелинейную коэффициентную обратную задачу можно свести к семейству интегральных уравнений (многомерный аналог уравнения М.Г. Крейна):

$$\sum_m S^m(z, y) f_m^{(k)}(t - z) + w^{(k)}(z, y, t) +$$

$$+ \sum_m \int_{-z}^z f_m^{(k)}(t - s) w^{(m)}(z, y, s) ds = 0,$$

$$|t| < z, \quad k = 0, \pm 1, \pm 2, \dots$$

Здесь функция $w^{(m)}(z, y, t)$ имеет следующий вид:

* Ответственный автор: Максим Александрович Шишленин
E-mail: mshishlenin@ngs.ru

$$w^{(m)}(z, y, t) = S^{(m)}(z, y)\delta(z-t) + Q^{(m)}(z, y)\theta(z-t) + \tilde{w}^{(m)}(z, y, t).$$

Уравнение М.Г. Крейна необходимо дополнить следующими задачами:

$$\begin{cases} 2S_z^{(m)} + qS_y^{(m)} + pS^{(m)} = 0, & z > 0, y \in R, \\ S^{(m)}(0, y) = \frac{1}{2}e^{imy} \\ \begin{cases} 2Q_{zz}^{(m)} = S_{zz}^{(m)} - [qQ_y^{(m)} + b^2S_{yy}^{(m)} + pQ^{(m)}], & z > 0, y \in R, \\ Q^{(m)}(0, y) = 0 \end{cases} \end{cases}$$

Здесь

$$q(z, y) = 2b^2(z, y)\tau_y, \quad p(z, y) = b^2(z, y)(\tau_{xx} + \tau_{zz}), \\ b(z, y) = c(x, y).$$

Определение параметров действующих скважин по стандартным датчикам давления и температуры

Извлечение нефти из скважин производится либо за счет естественного фонтанирования под действием пластового давления, либо путем использования одного из механизированных способов подъема жидкости. Обычно в начальной стадии разработки действует фонтанная добыча, а по мере ослабления фонтанирования скважину переводят на механизированный способ. Одной из важных задач диагностики состояния скважины является оперативное определение изменения дебита скважины, газового фактора и обводненности (Кабанихин и др., 2011). Ранее был разработан алгоритм оценивания указанных параметров, основанный на численном моделировании прямой задачи, состоящей в определении давления и температуры по стволу вертикальной фонтанной скважины по заданной температуре и давлению в забое скважины. Методы расчета прямой задачи для действующей скважины основаны на решении уравнений теплопереноса. Для расчета теплофизических свойств водонефтегазовой смеси используются данные о стандартных характеристиках и компонентном составе нефтегазовой смеси, эмпирических корреляций, диаметре и наклоне скважины, структурах течения (пузырьковая, пробковая, кольцевая) и др. Также предложен алгоритм решения прямой задачи, позволяющий получить распределение давления и температуры по стволу скважины с учетом структуры течения и глубины разгазирования. Дифференциальные уравнения теплопереноса решаются численно от забоя до устья скважины. В обратной задаче требуется определить дебит, газовый фактор и обводненность по измеренным в устье скважины давлению и температуре. В работах (Рязанцев и др., 2013; Кабанихин и др., 2011) разработаны алгоритмы решения прямой и обратной задач в случае, когда измерения давления и температуры производятся на определенной глубине. В данной работе показано, что для фонтанной скважины данный алгоритм можно применить в случае, когда давление и температура измеряются на поверхности (в устье) скважины. Важность решения прямой и обратной задач в скважине определяется тем, что в настоящее время только в России эксплуатируется около ста тысяч скважин. Установка специального оборудования, позволяющего осуществлять постоянный

мониторинг работы скважин, процесс сложный и дорогостоящий. Реализован мониторинг и вычислительная технология, использующие входящие в стандартный набор телеметрии погружного насоса датчики и дополнительные измерения давления и температуры на поверхности, в реальном времени.

На основе разработанных алгоритмов реализована вычислительная технология, позволяющая максимизировать добычу действующего месторождения с учетом диаметра трубопроводов, интенсивности добычи и т.д.

Определение фильтрации пласта действующего месторождения по датчикам давления, установленных в скважинах

Одной из важных задач действующего месторождения является определение пластовых параметров по измерению давления внутри скважин месторождения. На основе математической модели уравнения диффузии решается обратная задача по определению коэффициента фильтрации по данным давления заданного в нагнетающих и добывающих скважинах. Задача сводится к решению многомерной коэффициентной обратной задачи для уравнения диффузии по данным, измеренным в дискретном наборе точек (Кабанихин, Шишленин, 2018).

Также решена задача оптимизации размещения дополнительных нагнетающих и добывающих скважин с учетом полученных данных при решении обратной задачи.

Определение электромагнитных параметров околоскважинного пространства

Разработана вычислительная технология, позволяющая определять электромагнитные параметры околоскважинного пространства в случае горизонтально слоистой среды в случае одного источника и двух приемников отраженного сигнала. Полученные формулы на границе раздела сред (на основе законов сохранения) гарантируют физичность полученных результатов и адекватность решения коэффициентной обратной задачи (Романов др., 2010; Эпов и др., 2011в; Эпов и др., 2011а; Эпов и др., 2011б).

Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проекты 18-41-540017, 18-01-00865, 17-51-540004, 16-29-15120, 16-01-00755).

Литература

- Кабанихин С.И. (1989). О линейной регуляризации многомерных обратных задач для гиперболических уравнений. *Доклады РАН*, 309 (4), с. 791-795.
- Кабанихин С.И., Черемисин А.Н., Шишленин М.А. (2011). Обратная задача определения обводненности и дебита в вертикальной фонтанной скважине. *Сиб. журн. индустр. матем.*, 14(3), с. 31-36.
- Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2018). Восстановление коэффициента диффузии, зависящего от времени, по нелокальным данным. *Сиб. журн. вычисл. матем.*, 21(1), с. 55-63. <https://doi.org/10.15372/SJNM20180104>
- Романов В.Г., Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2010). Исследование математической модели электромагнитного зонда в осесимметричной скважине. *Сиб. Электр. Матем. Изв.*, 7, с. 307-321.
- Рязанцев А.Э., Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2013). Математическое обоснование использования систем телеметрии погружных насосов для непрерывного мониторинга работы добывающих скважин. *Вестник ЦКР Роснедра*, 5, с. 32-36.
- Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2011а). Об определении граничных условий в околоскважинном пространстве

на недоступной части границы. *Сиб. Электр. Матем. Изв.*, 8, с. 400-410.

Эпов М.И., Ельцов И.Н., Кабанихин С.И., Шишленин М.А. (2011б). Совмещенная постановка двух обратных задач геоэлектрики. *Сиб. Электр. Матем. Изв.*, 8, с. 394-399.

Эпов М.И., Кабанихин С.И., Миронов В.Л., Музалевский К.В., Шишленин М.А. (2011в). Сравнительный анализ двух методов расчета электромагнитных полей в прискважинном пространстве нефтегазовых коллекторов. *Сиб. журн. индустр. матем.*, 14(2), с. 132-138.

Kabanikhin S.I., Novikov N.S., Oseledets I.V., Shishlenin M.A. (2015a). Fast Toeplitz linear system inversion for solving two-dimensional acoustic inverse problem. *J. of Inverse and Ill-Posed Problems*, 23(6), pp. 687-700.

Kabanikhin S.I., Sabelfeld K.K., Novikov N.S., Shishlenin M.A. (2015b). Numerical solution of an inverse problem of coefficient recovering for a wave equation by a stochastic projection methods. *Monte Carlo Methods and Applications*, 21(3), pp. 189-203.

Kabanikhin S.I., Sabelfeld K.K., Novikov N.S., Shishlenin M.A. (2015c). Numerical solution of the multidimensional Gelfand-Levitan equation. *Journal of Inverse and Ill-Posed Problems*, 23(5), pp. 439-450.

Kabanikhin S.I., Satybaev A.D., Shishlenin M.A. (2004). Direct Methods of Solving Multidimensional Inverse Hyperbolic Problems. VSP, The Netherlands, 179 p.

Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2011). Numerical algorithm for

two-dimensional inverse acoustic problem based on Gelfand-Levitan-Krein equation. *Journal of Inverse and Ill-Posed Problems*, 18(9), pp. 979-996.

Сведения об авторах

Сергей Игоревич Кабанихин – директор, доктор физ.-мат. наук, член-корреспондент РАН

Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Лаврентьева, 6

Максим Александрович Шишленин – заместитель директора по научной работе, доктор физ.-мат. наук

Институт вычислительной математики и математической геофизики СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Лаврентьева, 6

E-mail: mshishlenin@ngs.ru

Статья поступила в редакцию 10.08.2018;

Принята к публикации 16.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Digital field

S.I. Kabanikhin^{1,2,3}, *M.A. Shishlenin*^{1,2,3*}

¹Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

²Sobolev Institute of Mathematics SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation

³Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Maksim A. Shishlenin, e-mail: mshishlenin@ngs.ru

Abstract. The paper presents the developed computational technologies that participate in a complex of programs for creating a digital model of an operating field. Linear methods of processing the areal systems of seismic observations, as well as algorithms for determining the electromagnetic parameters of the near wellbore space for a horizontally layered medium, are developed. A computational technology was developed that allows real-time monitoring of well production rate, gas factor and water cut for additional thermodynamic parameters of wells. On the basis of this technology, methods are implemented to maximize the production of the existing field, taking into account the diameter of the pipelines, the intensity of production, etc. The algorithms for determining the reservoir field filtration coefficient from the pressure data specified in the injection and production wells have been developed, on the basis of which the drilling of new additional injection and production wells has been optimized.

Keywords: inverse problems, computational methods, filtration, logging, seismic survey, high-performance computing

Recommended citation: Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2018). Digital field. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 139-141. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.139-141>

References

Epov M.I., El'tsov I.N., Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2011a). On determination of boundary conditions in the wellbore space on the inaccessible part of the boundary. *Sib. Elekt. Mat. Izv.*, 8, pp. 400-410. (In Russ.)

Epov M.I., El'tsov I.N., Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2011b). Combined statement of two inverse problems of geoelectrics. *Sib. Elekt. Mat. Izv.*, 8, pp. 394-399. (In Russ.)

Epov M.I., Kabanikhin S.I., Mironov V.L., Muzalevskii K.V., Shishlenin M.A. (2011c). Comparative analysis of two methods for calculating electromagnetic fields in the near-well space of oil and gas reservoirs. *Sib. Zh. Ind. Mat.*, 14(2), pp. 132-138. (In Russ.)

Kabanikhin S.I. (1989). On linear regularization of multidimensional inverse problems for hyperbolic equations. *Doklady RAN*, 309(4), pp. 791-795. (In Russ.)

Kabanikhin S.I., Cheremisin A.N., Shishlenin M.A. (2011). The inverse problem of determining stream watering and discharge in a vertical flowing well. *Sib. Zh. Ind. Mat.*, 14(3), pp. 31-36 (In Russ.)

Kabanikhin S.I., Novikov N.S., Oseledets I.V., Shishlenin M.A. (2015a).

Fast Toeplitz linear system inversion for solving two-dimensional acoustic inverse problem. *J. of Inverse and Ill-Posed Problems*, 23(6), pp. 687-700.

Kabanikhin S.I., Sabelfeld K.K., Novikov N.S., Shishlenin M.A. (2015b). Numerical solution of an inverse problem of coefficient recovering for a wave equation by a stochastic projection methods. *Monte Carlo Methods and Applications*, 21(3), pp. 189-203.

Kabanikhin S.I., Sabelfeld K.K., Novikov N.S., Shishlenin M.A. (2015c). Numerical solution of the multidimensional Gelfand-Levitan equation. *Journal of Inverse and Ill-Posed Problems*, 23(5), pp. 439-450.

Kabanikhin S.I., Satybaev A.D., Shishlenin M.A. (2004). Direct Methods of Solving Multidimensional Inverse Hyperbolic Problems. VSP, The Netherlands, 179 p.

Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2011). Numerical algorithm for two-dimensional inverse acoustic problem based on Gelfand-Levitan-Krein equation. *Journal of Inverse and Ill-Posed Problems*, 18(9), pp. 979-996.

Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2018). Recovery of the time-dependent diffusion coefficient by known non-local data. *Sib. Zh. Vychisl. Mat.*, 21(1) (2018), pp. 55-63; *Num. Anal. Appl.*, 11(1), pp. 38-44. <https://doi.org/10.15372/SJNM20180104>

Romanov V.G., Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2010). Investigation of the mathematical model of an electromagnetic probe in an axisymmetric borehole. *Sib. Elekt. Mat. Izv.*, 7, pp. 307-321. (In Russ.)

Ryazantsev A.E., Kabanikhin S.I., Shishlenin M.A. (2013). Mathematical feasibility of the use of submersible pump telemetry systems for continuous monitoring of production wells. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 5, pp. 32-36. (In Russ.)

Acknowledgements. This work was supported by the Russian Foundation for Basic Research (projects 18-41-540017, 18-01-00865, 17-51-540004, 16-29-15120, 16-01-00755).

About the Authors

Sergey I. Kabanikhin – DSc (Physics and Mathematics), Director, Corresponding Member of RAS, Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS

Ak. Lavrentiev ave., 6, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Maxim A. Shishlenin – DSc (Physics and Mathematics), Deputy Director on Scientific Work, Institute of Computational Mathematics and Mathematical Geophysics SB RAS

Ak. Lavrentiev ave., 6, Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 10 August 2018;

Accepted 16 August 2018; Published 30 August 2018

Научный инжиниринг как основа процессов моделирования при разработке месторождений

М.М. Хасанов, А.Н. Ситников, А.А. Пустовских*, А.П. Рошкетаяев,
Н.С. Исмагилов, Г.В. Падерин, Е.В. Шель
ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

В статье представлены три характерных примера использования подходов научного инжиниринга для управления технологическими процессами разработки месторождения на разных иерархических уровнях.

Первый пример демонстрирует применение спектрального подхода для моделирования геофизических полей – имеющиеся каротажные данные разлагаются по спектру полиномов Лежандра, после чего строится стохастическое поле коэффициентов разложения. Получаемые данным методом реализации геофизических полей соответствуют реальным данным в более широкой области моделирования по сравнению с классическими методами. Скорость построения моделей также увеличивается из-за удобства параллелизации.

Второй пример демонстрирует применение метода источников для оптимизации перевода скважин в нагнетание. Моделируя скважины в системе разработки как линейные источники или стоки и записывая полученную систему уравнений на потоки в каждый момент времени, находится дебит каждой скважины. По оптимальному дисконтированной добычи находится экономически эффективное время отработки скважины.

Третий пример демонстрирует применение теории размерностей к задаче моделирования гидроразрыва пласта (ГРП) для определения значимости тех или иных параметров на дизайн ГРП. С помощью обезразмеривания зависимости длины трещины от объёма закачки, получается эмпирическая формула для длины трещины ГРП от его параметров, по которой определяется уровень их значимости.

Ключевые слова: геологическое моделирование; геостатистика; геомеханика; гидроразрыв пласта; гидродинамическое моделирование; метод источников

Для цитирования: Хасанов М.М., Ситников А.Н., Пустовских А.А., Рошкетаяев А.П., Исмагилов Н.С., Падерин Г.В., Шель Е.В. (2018). Научный инжиниринг как основа процессов моделирования при разработке месторождений. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 142-148. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.142-148>

Задачи контроля и управления технологическими процессами разработки месторождений часто приводят к необходимости моделирования геофизических полей, процессов, связанных с фильтрацией в пласте и движением по трубам многофазных смесей, геомеханических задач в процессе бурения и при проведении гидроразрыва пласта, и многих других. Традиционно, описание процессов нефтегазодобычи проводится на основе дифференциальных уравнений движения жидкостей и газов в пористых средах и трубах. Однако такой подход не позволяет описать многие существенные свойства пласта. Как всякие большие системы, объекты нефтегазодобычи требуют использования целой иерархии моделей – от дифференциальных до интегральных, от детерминированных до адаптивных, способных описать не только различные уровни организации систем, но и взаимодействие между этими уровнями (Дьячук, 2003). Решением всех этих задач по иерархичному моделированию процессов нефтегазовой отрасли занимается научный инжиниринг (англ. SciencEngineering) – область науки, находящаяся на стыке системного инжиниринга, фундаментальных наук и кибернетики (Рис. 1).

В данной работе будут рассмотрены примеры подходов научного инжиниринга к решению задач, которые

либо не решались ранее в нефтегазовой отрасли, либо решались в других областях науки для другого типа задач. Иными словами, будет показано, как примеры решения задач фундаментальной физики, химии и других естественных наук могут быть применены для решения задач нефтегазодобычи.

Геологическое моделирование: применение спектрального подхода для моделирования геофизических полей

Разработка спектрального подхода к задачам геологического моделирования была впервые представлена в работе (Байков и др., 2010), в которой авторами предложен



Рис. 1. Научный инжиниринг (SE) – на стыке областей различных подходов

* Ответственный автор: Алексей Анатольевич Пустовских
E-mail: Pustovskikh.AA@gazpromneft-ntc.ru

© 2018 Коллектив авторов

способ, основанный на разложении каротажа на коэффициенты по ортонормированному базису в пространстве функций, интегрируемых с квадратом L_2 . Дальнейшее развитие метод получил в работах (Байков и др., 2012; Хасанов и др., 2015), в которых осуществлена более детальная проработка теоретических основ спектрального метода, а также представлены некоторые результаты расчётов, основанных на спектральном методе геологического моделирования. Стоит также упомянуть о том, что спектральный анализ каротажа получил применение для целей литолого-фациального анализа (Хасанов и др., 2014).

Спектральный метод геологического моделирования – метод моделирования трёхмерных кубов геофизических свойств на основе скважинных данных. Принятая в спектральном методе геологического моделирования математическая модель представлена моделируемой областью $D \subset \mathbf{R}^3$ стохастическим полем $G(x, y, h)$, определенным на этой области и заданным на некотором вероятностном пространстве. Для такой модели скважинные данные для вертикальных скважин с фиксированной координатой по латерали (x^*, y^*) представляют собой случайный процесс, параметризованный переменной, характеризующей глубину $G(x^*, y^*, h) = f(h)$. Если в моделировании участвуют N скважин с координатами (x_i, y_i) , на которых задано моделируемое свойство функциями $f_i(h)$, то эти функции можно рассматривать как известные значения некоторой реализации стохастического поля $G(x, y, h)$.

Общий принцип спектрального метода заключается в последовательной реализации нескольких шагов: разложение функций $f_i(h)$ по некоторому ортонормированному базису, моделирование коэффициентов разложения в межскважинном пространстве, восстановление моделируемого стохастического поля по этим коэффициентам в каждой точке области D .

Известно, что в гильбертовом пространстве интегрируемых с квадратом функций (L_2) существуют ортонормированные базисы, которые позволяют разложить любую функцию, заданную в этом пространстве, в ряд по коэффициентам разложения, определяемым однозначно. Функции, определяющие моделируемое свойство, как функции с конечной энергией принадлежат этому пространству. Выберем в пространстве L_2 базис многочленов Лежандра $P^j(h)$ который используем для разложения функций $f_i(h)$:

$$f_i(h) = \sum_j c_j^i P^j(h), \quad (1)$$

где коэффициенты c_j^i определяются как скалярное произведение в пространстве L_2 . Набор коэффициентов разложения c_j^i для каждого уровня разложения j определён в точках (x_i, y_i) , которые являются координатами скважин, и является известными значениями некоторой реализации стохастического поля $c_j^i(x_i, y_i)$.

Для моделирования коэффициентов c_j^i для всех (x, y) используется спектральный метод моделирования (Пригарин, Михайлов, 2005), основанный на теореме об интегральном представлении случайных процессов и полей.

Построение обусловленной реализации смоделированного поля $c_j^i(x_i, y_i)$ известными значениями c_j^i осуществляется общепринятым для двухшаговых методов моделирования – строится разность кригингов по известным данным и данным, полученным в результате (Дюбрьоль, 2002).

В результате осуществления вышеприведённых шагов получается набор реализаций стохастических полей коэффициентов разложения $c_j^i(x_i, y_i)$, которые обусловлены скважинными значениями c_j^i . Для восстановления реализации всего поля $G(x, y, h)$ в каждой точке моделируемой области D осуществляется суммирование базисных функций по смоделированным коэффициентам:

$$G(x, y, h) = \sum_j c_j(x, y) P^j(h). \quad (2)$$

В силу построения реализация поля является обусловленной скважинными данными и воспроизводящей статистические характеристики исходных данных.

Спектральный метод моделирования обладает существенными преимуществами перед классическими методами моделирования, такими как, например, последовательное гауссово моделирование. В частности, этот метод лишён главного ограничения классических методов – гипотезы о стационарности моделируемого свойства. Известно, что большинство геологических процессов, происходящих в природе, нестационарны. Существенным преимуществом метода является непараметрический периодограммный статистический анализ, вместо классически используемого параметрического вариограммного анализа, который не позволяет в полной мере оценить весь спектр изменчивости моделируемого свойства. Спектральный метод в силу алгоритма своего построения является принципиально параллелизуемым, что позволяет легко масштабировать вычисления. Кроме того, метод реализует построение модели без привязки к сетке (т.н. grid-free simulation), что позволяет осуществлять моделирование на сетках любой конфигурации и сложности, производить измельчение части сетки и уточнение модели на этой области и, наконец, параллельно генерировать реализации моделируемого свойства в различных областях модели. Прирост производительности спектрального моделирования на типовой рабочей станции геолога-модельера составляет от 2 до 4 раз по сравнению с классическими методами в зависимости от размера генерируемой модели.

Применение спектрального метода на практике продемонстрировало его способность хорошо воспроизводить геофизические поля в межскважинном пространстве и в неразбуренных областях, в особенности при сравнении с традиционными методами моделирования (Рис. 2) (Хасанов и др., 2014; Пригарин, Михайлов, 2005).

Гидродинамическое моделирование: метод источников в оптимизационных технологических расчетах

Существует три основные группы методов решения дифференциального уравнения пьезопроводности (и совпадающих с ним уравнений теплопроводности и диффузии) для фильтрации жидкости в пористой среде: аналитические, численные и методы математического моделирования. К аналитическим относят: классический метод непосредственного интегрирования, операционные методы (метод интегрального преобразования Лапласа) и метод источников.

Классический метод непосредственного интегрирования состоит в нахождении совокупности частных решений, удовлетворяющих дифференциальному уравнению

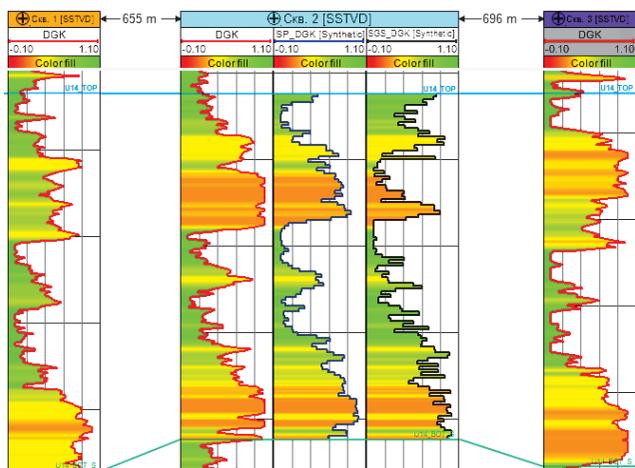


Рис. 2. Сравнение реальной и синтетической кривых гамма каротажа. DGK, красная кривая, – реальный каротаж, SP_DGK, синяя кривая, – синтетически каротаж, смоделированный спектральным методом, SGS_DGK, чёрная кривая, – синтетический каротаж, смоделированный методом SGS.

пьезопроводности, а затем их наложении (суперпозиции), для отыскания интересующей нас функции. При этом каждое из частных решений ищется, как правило, в виде произведения двух функций, одна из которых зависит от времени, а другая – от координат. В подземной гидродинамике классический метод нашел весьма ограниченное применение ввиду чисто математических трудностей, возникающих при его использовании даже для сравнительно простых технологических схем.

Операционные методы (в частности метод интегрального преобразования Лапласа) достаточно широко используются в нефтяном инжиниринге для решения задач фильтрации жидкости и газа в пласте. При этом изучается не сама функция (оригинал), а ее видоизменение (изображение), полученное путем умножения оригинала на экспоненциальную функцию, и интегрируется изображение в определенных пределах. После решения задачи в изображениях, нахождение оригинала, т.е. функции, описывающей поле давления, производится путем обратного преобразования.

Третий метод, а именно метод источников/стоков, представляет собой гибкий, удобный в инженерных приложениях математический аппарат. С помощью метода источников сравнительно просто можно написать интеграл, удовлетворяющий дифференциальному уравнению пьезопроводности и крайевым условиям; дальнейшей задачей является вычисление его значения. В классическом и операционном методах основная задача лежит в отыскании самого интеграла, что значительно труднее.

Метод источников может быть использован для решения двух- и трехмерных задач неустановившейся фильтрации как к скважинам с простой геометрией, так и сложной, с трещиной гидроразрыва и горизонтальных скважин. В нашей терминологии источник – это точка, линия, поверхность или объем, из которых жидкость отбирается из пласта (или закачивается в пласт).

В представленной работе рассмотрен пример использования метода источников/стоков для решения задачи выбора оптимального времени отработки нагнетательных скважин (Ситников и др., 2015). Время отработки – это период работы скважины в режиме добычи перед переводом

ее в нагнетание.

Распределение давления от вертикальной скважины, для которой задана динамика жидкости, записывается в виде интеграла Дюамеля:

$$P(r, t) = P_0 + \frac{\mu}{4\pi Kh} \int_0^t \frac{q(\tau) e^{-\frac{r^2}{4\lambda(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau \quad (3)$$

где $\lambda = \frac{K}{m\mu C}$ – коэффициент пьезопроводности, P_0 – начальное пластовое давление, μ – вязкость нефти, K – проницаемость, h – толщина пласта, C – общая сжимаемость, m – пористость, r – расстояние от источника, t – время расчета, τ – переменная интегрирования.

Задача об определении дебита жидкости скважины, действующего при постоянном забойном давлении, сводится к отысканию функции из интегрального уравнения (3).

Для кусочно-постоянного дебита жидкости выражение (3) трансформируется в уравнение (4):

$$q^n = \frac{4\pi Kh(P_c - P_0)}{\mu} - \frac{\sum_{k=1}^{n-1} q^k \left[Ei\left(-\frac{b}{n+1-k}\right) - Ei\left(-\frac{b}{n-k}\right) \right]}{Ei(-b)} \quad (4)$$

$$b = \frac{r_c^2}{4\lambda \Delta t}$$

где q^n – кусочно-постоянный дебит на каждом шаге, P_c^n – забойное давление, r_c – радиус скважины, n – количество временных шагов, $Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-x}}{x} dx$ – интегральная по-

казательная функция, Δt – шаг по времени. Отметим, что при выводе уравнения 4 использовалось решение линейного источника, которое, в свою очередь, получено в предположении малости радиуса ствола скважины. В подавляющем большинстве практических ситуаций такое приближение обосновано.

Используя принцип суперпозиции (что обеспечивается линейностью уравнения пьезопроводности), можно рассчитать динамику нестационарных дебитов для системы из N скважин:

$$\sum_i^N q_i^n Ei\left(-\frac{br_{ij}^2}{r_c^2}\right) = \frac{4\pi Kh}{\mu} [P_{c,i}^n - P_0] - \sum_i^N \left\{ \sum_{k=1}^{n-1} q_i^k \left[Ei\left[-\frac{br_{ij}^2}{(n+1-k)r_c^2}\right] - Ei\left[-\frac{br_{ij}^2}{(n-k)r_c^2}\right] \right] \right\}, \quad j = 1..N. \quad (5)$$

Для трещин ГРП конечной проводимости система уравнений (5) должна быть дополнена системой уравнений по расчету забойных давлений на источниках, имитирующих трещины.

Задача об оптимизации времени отработки нагнетательных скважин в добыче заключается в определении длительности добычи жидкости из нагнетательных скважин, при которой накопленная дисконтированная добыча с элемента разработки будет максимальной:

$$\max_T \{ Q_{disc}(q(t), T, r) \}. \quad (6)$$

Под дисконтированной добычей с элемента разработки

понимается суммарная дисконтированная добыча с одной нагнетательной скважины и соответствующего выбранной системе разработки количества добывающих скважин.

Предложенный подход позволяет определить оптимальное время отработки нагнетательных скважин при заданных фильтрационно-ёмкостных свойствах пласта, параметрах системы разработки и технологических параметрах. Этот метод лег в основу расчетного модуля, позволяющего рассчитать динамику добычи добывающей и нагнетательной скважины, а также зависимость накопленной дисконтированной добычи с элемента разработки от времени отработки нагнетательных скважин.

Достоверность расчетов предложенным методом проверялась сравнительным анализом динамики добычи жидкости с результатами расчетов в коммерческом программном продукте и аналитическими зависимостями, полученными в статье (Хасанов и др., 2013). Апробация выполнялась на основе данных о строении одного из месторождений компании ПАО «Газпромнефть». Полученная зависимость безразмерной накопленной дисконтированной добычи от времени отработки нагнетательной скважины показана на рис. 3. Видно, что наибольшая дисконтированная добыча может быть получена при условии использования нагнетательных скважин в добыче на протяжении примерно девяти месяцев. Более ранний или поздний перевод скважин окажется экономически менее выгодным. Данный результат не только подтвердился сериями расчетов на полномасштабной гидродинамической модели, но и находится в согласии с характерным временем перевода скважин, которое было получено опытным путем при эксплуатации месторождения (Ситников и др., 2015).

Рассмотренный пример показывает, что аналитические и, как часто сейчас говорят, полуаналитические методы не потеряли своей актуальности при решении инженерных задач, даже несмотря на бурный рост производительности вычислительной техники и, в связи с этим, численных методов.

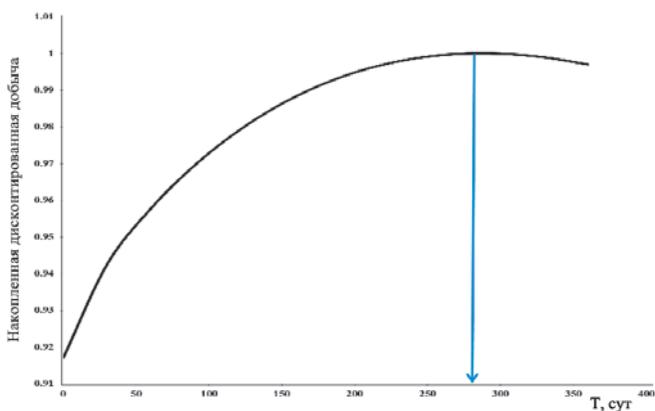


Рис. 3. Зависимость безразмерной дисконтированной добычи $Q_{dsc}/\max(Q_{dsc})$ от времени перевода скважины в нагнетание T (Ситников и др., 2015)

Геомеханика: сравнение параметров ГРП в безразмерных переменных по дизайну и гидродинамическим исследованиям

Ввиду частого применения технологии гидроразрыва пласта (ГРП) на нефтяных и газовых месторождениях, имеется большой объем статистической информации по

проведенным операциям. По результатам обработки данной информации можно сделать вывод об эффективности проведенных ГРП, что позволит внести корректировки в дизайн и выработать дальнейшие рекомендации. Однако данная задача осложнена тем, что при проведении гидродинамических исследований (ГДИС) на скважинах с ГРП, обнаруживается, что значения параметров трещины, в частности полудлина, существенно отличаются от тех, что запланированы по дизайну.

Далее будут приведены результаты исследования возможных причин данного расхождения с помощью безразмерных переменных, введение которых позволяет провести анализ информации по проведенным операциям ГРП.

Из графика, приведенного на рис. 4 видно, что явной зависимости между длиной трещины и объемом закачки в общем случае не наблюдается. Причины, которые к этому привели, достаточно очевидны, и заключаются в том, что помимо объема закачки сшитого геля (и связанной с ним массы проппанта) на длину, очевидно, могут влиять такие параметры пласта, как модули Юнга по разрезу, мощности пластов, сжимающие напряжения, перпендикулярные трещине, коэффициенты трещиностойкости, а также технологические параметры дизайна ГРП – реология жидкости, скорость закачки и концентрация проппанта.

Для анализа полученных данных требуется найти выборку скважин, которая была бы полностью идентична по всем параметрам ГРП кроме какого-то одного, после чего данную процедуру следовало бы повторить для всех параметров ГРП, чтобы установить степень влияния каждого из них. Определив данные степени влияния, можно было бы установить наиболее значимые параметры для геометрии трещины ГРП. Это бы позволило предположить параметры, ошибка в которых могла привести к значительному систематическому расхождению между длиной трещины, запланированной по дизайну, и длиной трещины, полученной по гидродинамическим исследованиям скважины. На практике, однако, подобрать такие выборки трещин ГРП, которые не отличались бы по всем параметрам кроме какого-то одного, не представляется возможным.

Все кейсы выбраны так, чтобы закачиваемые жидкости ГРП были идентичны, в том числе по концентрации полимера. Тогда можно говорить о схожей реологии жидкостей ГРП для данных случаев. Таким образом, хотя бы по этому параметру данные по операции ГРП идентичны.

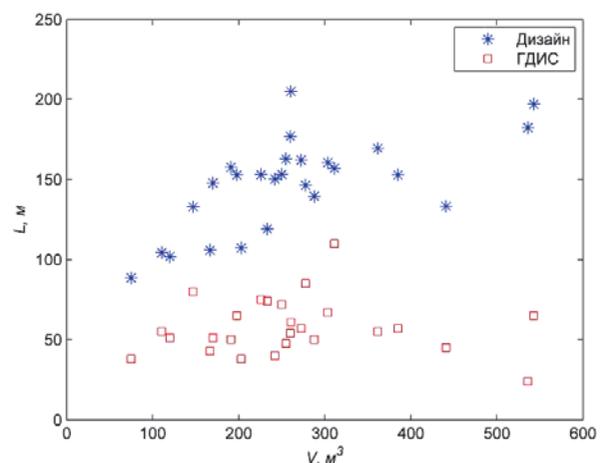


Рис. 4. Зависимость длины трещин по дизайну и ГДИС от объема закаченной жидкости

Для метода, предложенного в этой статье, это является необходимым условием.

Скорости закачки жидкости ГРП при дизайне также изменяются слабо, так что на большой разброс и образование «облака» на рис. 4 этот фактор не мог оказать решающее воздействие.

Таким образом, остаются в основном разнообразными геомеханические параметры, которые могут меняться вдоль пласта достаточно значительно (особенно мощность пласта). Для успешного статистического анализа требуется метод, который понизит размерность задачи по этим параметрам, и приведёт трещины ГРП в пластах с разными геомеханическими свойствами к одному «знаменателю». Таким методом является введение безразмерных параметров задачи о развитии трещины ГРП.

Развитие трещины по модели Planar3D в случае закачки неньютоновской жидкости описывается тремя законами (Хасанов и др., 2017):

- законом Гука;
- законом вязкого трения;
- законом сохранения массы.

Обезразмеривание уравнений проведем аналогично тому, как описано в работе (José I. Adachi et al., 2010) для случая трещины без проппанта; также будем считать, что утечки в пласт отсутствуют, модуль Юнга – однородный, а литология – трехслойная и симметричная. В результате получаем следующий список безразмерных параметров:

$$\gamma = \frac{k'E'^{2n+1}Q^n}{H^{3n}\Delta\sigma^{2n+2}} \tag{7}$$

$$\tilde{V} = V \frac{k'E'^{2n+2}Q^n}{H^{3n+3}\Delta\sigma^{2n+3}} \tag{8}$$

$$\tilde{L} = L \frac{k'E'^{2n+1}Q^n}{H^{3n+1}\Delta\sigma^{2n+2}} \tag{9}$$

$$\tilde{C} = \frac{C_l H^{\frac{3n}{2} + \frac{1}{2}} \Delta\sigma^{n + \frac{1}{2}}}{k'^{\frac{1}{2}} E'^m Q^{\frac{n}{2} + \frac{1}{2}}} \tag{10}$$

$$\tilde{K} = \sqrt{\frac{2\pi}{H}} \frac{K}{\Delta\sigma} \tag{11}$$

где $E' = \frac{E}{1-\nu^2}$ – модуль плоской деформации, E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона, n – показатель поведения жидкости, k' – коэффициент густоты потока, Q – расход жидкости, H – мощность пласта, $\Delta\sigma$ – контраст напряжений, L – полудлина трещины, V – объем закаченной жидкости, C_l – коэффициент утечек по Картеру, K – коэффициент трещиностойкости.

Сравнив полученные безразмерные переменные с приведенными в статье (José I. Adachi et al., 2010) для модели Pseudo3D, можно увидеть, что они идентичны с точностью до констант. Единственным важным отличием является параметр γ . Из работы видно, что если поделить мощность пласта на масштабный фактор длины из этой работы, то с точностью до константы получается безразмерный параметр γ . Его физический смысл – отношение мощности пласта к достигаемым длинам трещины.

В итоге, обезразмеривание понижает размерность задачи на 5, так как модуль Юнга, коэффициент Пуассона,

контраст напряжений, мощность пласта и вязкость жидкости заменяются одним безразмерным параметром γ (7).

Получение безразмерных параметров позволяет провести анализ уже проведенных работ ГРП, а именно, выявить некоторые закономерности при сравнении полудлин, полученных по дизайну и по ГДИС, в сопоставлении с общим объемом закачки. Таким образом, необходимыми данными для анализа помимо значений полудлин трещин являются: мощность пласта, модуль Юнга и коэффициент Пуассона (входят в модуль плоской деформации), контраст напряжений в пласте, реология закачиваемой жидкости, расход жидкости и общий объем закачки жидкости ГРП. Прочностные свойства горных пород в данном анализе не учитываются. На рис. 5-7 представлены зависимости безразмерной длины от безразмерного объема для трех типов закачиваемой жидкости.

Из графиков видно, что прогнозируемая степенная зависимость безразмерных параметров сохраняется, различается лишь степень, зависящая от реологии закачиваемой жидкости. При этом степенная зависимость сохраняется как для данных, полученных по дизайну, так и ГДИС.

Приведенные выше результаты доказывают, что зависимость безразмерной длины трещины от безразмерного объема – степенная:

$$\tilde{L} = A \cdot \tilde{V}^\alpha \tag{12}$$

тогда подставив выражения (7) и (8) в (12), можно получить формулу, отражающую зависимость размерной длины трещины от объема закачки для произвольной степени α :

$$L = A \frac{H^{3n+1-(3n+3)\alpha} \Delta\sigma^{2n+2-(2n+3)\alpha}}{k'^{1-\alpha} Q^{n(1-\alpha)} E'^{2n+1-(2n+2)\alpha}} V^\alpha \tag{13}$$

Из графиков (Рис. 5-7) можно заключить, что степень зависимости безразмерной длины трещины от объема закачки α находится в диапазоне 0.6-0.7. Приняв степень зависимости равной 0.6, а показатель поведения жидкости n равным 0.5, можно получить эмпирическую формулу для расчета полудлины трещины:

$$L = A \frac{\Delta\sigma^{\frac{3}{5}}}{H^{\frac{1}{5}} k'^{\frac{2}{5}} Q^{\frac{1}{5}} E'^{\frac{1}{5}}} V^{\frac{3}{5}} \tag{14}$$

Данная формула позволяет оценить влияние ошибки (геомеханические параметры) или изменения входных параметров (технологические параметры) на изменение значения полудлины трещины (Табл. 1).

Параметр	Геомеханические параметры			Технологические параметры	
	H	E'	$\Delta\sigma$	k'	Q
$\epsilon_{\text{параметра}}$					
+10%	- 2%	- 2%	6%	- 4%	- 2%
+20%	- 4%	- 4%	12%	- 8%	- 4%
+30%	- 6%	- 6%	18%	- 12%	- 6%

Табл. 1. Влияние изменения параметров на изменение длины трещины

В данной работе проведён анализ проблемы расхождения полудлин трещин по дизайну и по гидродинамическим исследованиям скважины. Для анализа был применён метод безразмерных переменных, разработанный на основе параметризации фундаментальных уравнений гидроразрыва пласта. Проанализирована зависимость полудлины

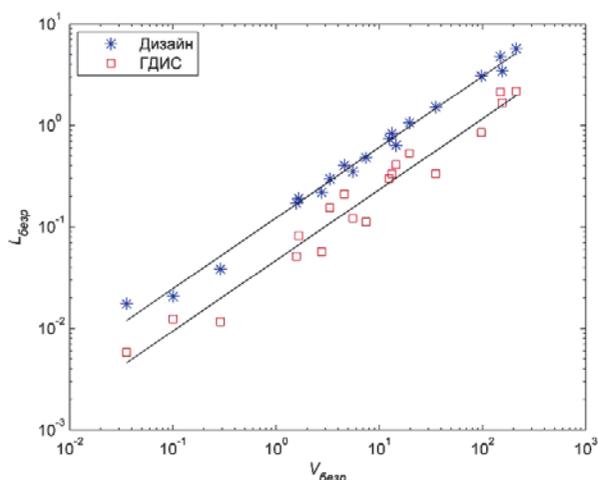


Рис. 5. Зависимость безразмерной длины трещины от безразмерного объема: жидкость 1, $m/r A$; $\alpha = 0.69$

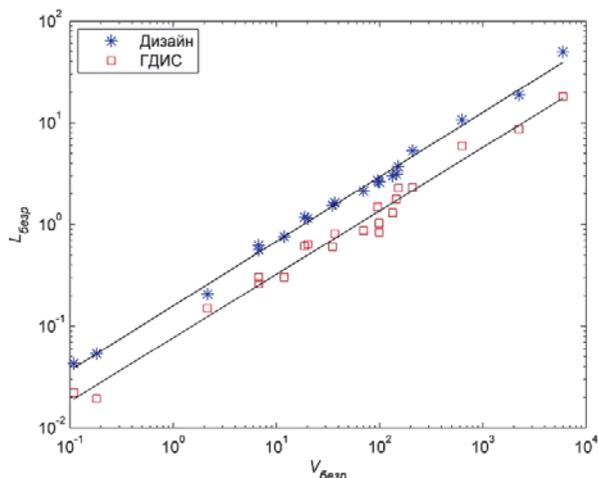


Рис. 6. Зависимость безразмерной длины трещины от безразмерного объема: жидкость 2, $m/r A$; $\alpha = 0.63$

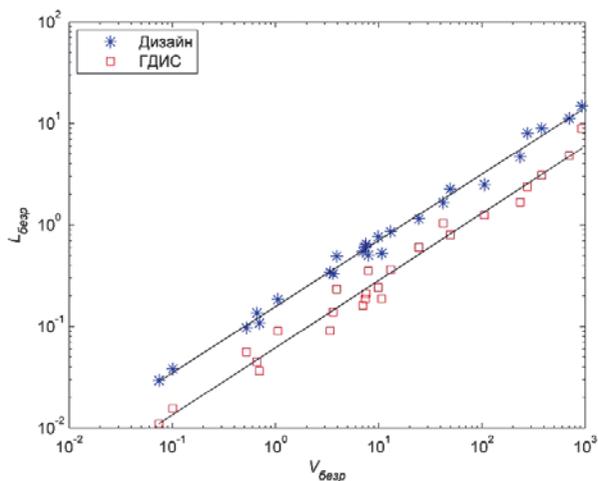


Рис. 7. Зависимость безразмерной длины трещины от безразмерного объема: жидкость 3, $m/r A$; $\alpha = 0.66$

трещины от объёма закачки, геомеханических параметров и реологии жидкости. Данный метод позволил понизить размерность задачи и получить достаточно универсальную эмпирическую степенную зависимость безразмерной длины от безразмерного объёма, которая в размерном виде даёт простую эмпирическую формулу для оценки длины трещины. Сделан вывод о слабом влиянии геомеханических параметров на длину трещины. Подтверждена справедливость уравнений, используемых при моделировании ГРП.

Литература

- Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А. (2010). Новые подходы в теории геостатистического моделирования. *Вестник УГАТУ*, 37(2), с. 209-215.
- Байков В.А., Бакиров Н.К., Яковлев А.А. (2012). Математическая геология. Том 1. Введение в геостатистику. М.-Ижевск: ИКИ, Библиотека нефтяного инжиниринга, 228 с.
- Дьячук А.И. (2003). Некоторые аспекты реконструкции систем сбора продукции скважин на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*, 62, с. 87-97.
- Дюбрьоль О. (2002). Использование геостатистики для включения в геологическую модель данных. EAGE: SEG. 295 с.
- Пригарин С.М., Михайлов Г.А. (2005). Методы численного моделирования случайных процессов и полей. Новосибирск: ИВМИГ СО РАН, 259 с.
- Ситников А.Н., Пустовских А.А., Рошкетаяв А.П., Анджукаев Ц.В. (2015). Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин в системе разработки месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 84-87.
- Хасанов М.М., Белозеров Б.В., Бочков А.С., Урмаев О.С., Фукс О.М. (2014). Применение спектральной теории для анализа и моделирования фильтрационно-емкостных свойств пласта. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 60-64.
- Хасанов М.М., Белозеров Б.В., Бочков А.С., Фукс О.М., Тенгелиди Д.И. (2015). Автоматизация литолого-фациального анализа на основе спектральной теории. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 48-51.
- Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Ситников А.Н., Рошкетаяв А.П. (2013). Динамика добычи из скважин с гидроразрывом пласта в экономически оптимальных системах разработки. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 36-39.
- Хасанов М.М., Падерин Г.В., Шель Е.В., Яковлев А.А., Пустовских А.А. (2017). Подходы к моделированию гидроразрыва пласта и направления их развития. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 37-41.
- José I. Adachi, Emmanuel Detournay, Anthony P. Peirce. (2010). Analysis of the classical pseudo-3D model for hydraulic fracture with equilibrium height growth across stress barriers. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 47(4), pp. 625-639.

Сведения об авторах

М.М. Хасанов – доктор тех. наук, директор дирекции по технологиям «Газпромнефти», генеральный директор ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

А.Н. Ситников – заместитель генерального директора по научному инжинирингу, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

А.А. Пустовских – канд. физ.-мат. наук., начальник департамента научно-методического сопровождения разработки и профессионального развития

ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

E-mail: Pustovskikh.AA@gazpromneft-ntc.ru

А.П. Рошкетаяв – канд. физ.-мат. наук, ведущий эксперт департамента научно-методического сопровождения разработки и профессионального развития

ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Н.С. Исмагилов – канд. физ.-мат. наук, руководитель направления Управления комплексного проектирования разработки, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Г.В. Падерин – главный специалист Управления комплексного проектирования разработки ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Е.В. Шель – ведущий специалист Управления комплексного проектирования разработки ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Статья поступила в редакцию 01.08.2018;
Принята к публикации 16.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Scientific engineering as the basis of modeling processes in field development

M.M. Khasanov, A.N. Sitnikov, A.A. Pustovskikh, A.P. Roshchektayev, N.S. Ismagilov, G.V. Paderin, E.V. Shel*

Gazprom Neft Science and Technology Center, Saint-Petersburg, Russian Federation

**Corresponding author: Alexey A. Pustovskikh, e-mail: Pustovskikh.AA@gazpromneft-ntc.ru*

Abstract. Three characteristic examples of the use of scientific engineering approaches for managing the technological processes of reservoir modeling at different hierarchical levels are presented in the article.

The first example demonstrates the application of the spectral approach for modeling geophysical fields – the available log data is decomposed from the spectrum of Legendre polynomials, after which a stochastic field of the expansion coefficients is constructed. The results obtained by this method of realizing geophysical fields correspond to real data in a wider area of modeling than in classical methods. The speed of building models also increases due to the convenience of parallelization.

The second example demonstrates the use of the source method to optimize the transfer of wells into injection. A flow rate of each well is found by simulating the wells in the development system as linear sources or sinks and recording the resulting system of equations for the flows at each time. According to the optimum of discounted extraction, there is an economically efficient time for well development.

The third example demonstrates the application of the theory of dimensions to the problem of hydraulic fracturing modeling to determine the significance of certain parameters for the design of fracturing. By measuring the dependence of the fracture length on the injection volume, we obtain an empirical formula for the fracture length from its parameters, which determines the level of their significance.

Keywords: geological modeling; geostatistics; geomechanics; hydraulic fracturing; hydrodynamic modeling; source method

Recommended citation: Khasanov M.M., Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektayev A.P., Ismagilov N.S., Paderin G.V., Shel E.V. (2018). Scientific engineering as the basis of modeling processes in field development. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 142-148. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.142-148>

References

- Baykov V.A., Bakirov N.K., Yakovlev A.A. (2010). New approaches to the theory of geostatistical modeling. *Vestnik UGATU*, 37(2), pp. 209-215. (In Russ.)
- Baykov V.A., Bakirov N.K., Yakovlev A.A. (2012). *Mathematical Geology. V. 1. Introduction in geostatistics.* Moscow-Izhevsk: IKI, Biblioteka neftyanogo inzhiniringa, 228 p. (In Russ.)
- Dyubryul O. (2002). Use of geostatistics to include data in the geological model. *EAGE: SEG*. 295 p. (In Russ.)
- José I. Adachi, Emmanuel Detournay, Anthony P. Peirce. (2010). Analysis of the classical pseudo-3D model for hydraulic fracture with equilibrium height growth across stress barriers. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 47(4), pp. 625-639.
- Khasanov M.M., Belozero B.V., Bochkov A.S., Fuks O.M., Tengelidi D.I. (2015). Automated lithologic facies analysis based on the spectral theory. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 48-51. (In Russ.)
- Khasanov M.M., Belozero B.V., Bochkov A.S., Ushmaev O.S., Fuks O.M. (2014). Application of the spectral theory to the analysis and modelling

of the rock properties of the reservoir. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 60-64. (In Russ.)

Khasanov M.M., Melchaeva O.Yu., Sitnikov A.N., Roshchektaev A.P. (2013). Dynamics of hydraulically fractured wells production for economically optimal development systems. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 36-39. (In Russ.)

Khasanov M.M., Paderin G.V., Shel E.V., Yakovlev A.A., Pustovskikh A.A. (2017). Approaches to modeling hydraulic fracturing and their development. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 37-41. (In Russ.)

Prigarin S.M., Mikhailov G.A. (2005). Methods of numerical modelling of random processes and fields. Novosibirsk: IVMIMG SO RAN, 259 p. (In Russ.)

Sitnikov A.N., Pustovskikh A.A., Roshchektaev A.P., Andzhukaev T.V. (2015). A method to determine optimal switching time to injection mode for field development system. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 3, pp. 84-87. (In Russian)

About the Authors

M.M. Khasanov – DSc (Engineering), Director General, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

A.N. Sitnikov – Deputy Director General for Scientific Engineering, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

A.A. Pustovskikh – PhD (Physics and Mathematics), Head of the Department of Scientific and Methodological Support, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

A.P. Roshchektayev – PhD (Physics and Mathematics), Leading Expert of the Department of Scientific and Methodological Support, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

N.S. Ismagilov – PhD (Physics and Mathematics), Head of the Department of Integrated Design Development, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

G.V. Paderin – Chief Specialist of the Department of Integrated Design Development, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

E.V. Shel – Leading Specialist of the Department of Integrated Design Development, Gazprom Neft Science and Technology Center

Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Manuscript received 01 August 2018;
Accepted 16 August 2018; Published 30 August 2018

Моделирование и инверсия анизотропного неупругого полного сейсмического волнового пакета: применение к данным непродольного ВСП в Северном море

Кристоф Барнс¹, Марван Чарара^{2*}

¹Университет Сержи-Понтуаэ, Сержи-Понтуаэ, Франция

²Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

В осадочном бассейне анизотропия упругих свойств может быть описана поперечной изотропной средой, а затухание в сейсмической полосе пропускания может быть аппроксимировано квазипостоянным фактором качества. Для таких реалистичных сред было проведено очень мало инверсий полного волнового пакета, чтобы показать возможности и выгоду такого подхода. Для иллюстрации мы выбрали два набора данных непродольного вертикального сейсмического профилирования (ВСП) из Северного моря с отображенными ослабленными фазами, где среда, как известно, является поперечной изотропной. Инвертируя упругие параметры, анизотропию, затухание сдвига и функции источника, мы смогли найти модель Земли, воспроизводящую справедливые реальные данные. Используя всю информацию на сейсмограммах, инверсия полного волнового пакета позволяет нам локализовать и охарактеризовать целевой объект газового коллектора Brent.

Ключевые слова: моделирование, анизотропия, вертикальное сейсмическое профилирование, инверсия полного волнового пакета

Для цитирования: Барнс К., Чарара М. (2018). Моделирование и инверсия анизотропного неупругого полного сейсмического волнового пакета: применение к данным непродольного ВСП в Северном море. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 149-153. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.149-153>

Введение

Анизотропия часто наблюдается из-за наличия тонких слоев или выровненных микроструктур, таких как небольшие трещины. Этот тип анизотропии можно описать вертикальной (VTI) и горизонтальной поперечной изотропией (HTI), когда, соответственно, распределение слоев горизонтальное, а трещины вертикальные. Более того, упругое приближение свойств Земли для распространения сейсмических волн ограничено по мере того, как волны подвергаются затуханию и дисперсии, которые могут быть описаны квазипостоянным коэффициентом качества по сейсмической полосе пропускания. Необходимо учитывать неупругие и анизотропные параметры для решения обратной задачи последовательного сейсмического полного волнового пакета. Если избыточность данных сейсмической поверхности позволяет пренебречь многими волновыми фазами в сейсмограммах, таких как преобразования волн из продольных в поперечные, нехватка данных в сейсмической скважине, особенно для непродольного вертикального сейсмического профилирования (НВСП), заставляет нас интерпретировать полное содержание сейсмограммы. По этой причине сложность волнового поля (отражения, передачи, фазовые преобразования и т. д., видимые на сейсмограммах) должна быть точно смоделирована. Согласно обзору (Virieux, Operto, 2009) об инверсии полного волнового пакета, реконструкция анизотропных параметров, вероятно, является одной из самых неразвитых и сложных областей исследования; они

делают вывод, что включение более сложных волновых явлений (затухание, эластичность, анизотропия) в моделировании и инверсии – еще одна область исследования, которая должна быть решена. Инверсия полного волнового пакета для вязкоупругих параметров во временной области была предложена (Charara et al., 2000; Barnes et al., 2004). Практичность этого подхода была продемонстрирована на нескольких синтетических данных, в которых отсутствовали шумовые помехи: цифровой эксперимент с инверсией для одномерного непродольного ВСП (Barnes et al., 2004) и цифровой эксперимент с инверсией для межскважинного 2D (Charara et al., 2004); также практичность этого подхода была успешна протестирована на реальных данных (Barnes, Charara, 2009). Кроме того, технико-экономическое обоснование инверсии полного волнового пакета с анизотропией VTI для синтетических сейсмических межскважинных данных указывает на надежную реконструкцию модели Земли даже при наличии зашумленных данных (Barnes et al., 2008).

Основываясь на этих исследованиях, мы изучаем преимущества одновременной инверсии полного волнового пакета упругих параметров, параметров Томсена для анизотропии VTI и Q-фактора (фактора качества) сдвига при применении к двум наборам данных НВСП Северного моря.

Вязко-анизотропное моделирование во временной области

Конституциональный закон линейной вязкоупругости для квазипостоянного коэффициента качества моделируется суперпозицией механизмов релаксации, классически называемых зерновскими или стандартными

* Ответственный автор: Марван Чарара
E-mail: M.Charara@skoltech.ru

© 2018 Коллектив авторов

вязкоупругими телами. Ключевой концепцией этого метода является замена временного свертывания между скоростями релаксации и деформацией набором временных дифференциальных уравнений с частными производными первого порядка, сохраняющих взаимодействие истории деформаций со средой через новые поля, называемые переменными памяти деформации (Carcione, 1990). Полный набор уравнений вязкоэластодинамики с использованием этого конститутивного отношения можно решить численно методом конечных разностей. Кроме того, сейсмическое моделирование основано на цилиндрической системе координат, предполагая азимутальную инвариантность полей распространения. Функция Грина 3D может быть смоделирована как двумерная численная задача, предполагая аксиальную симметрию среды и волновых полей (Igel et al., 1996). Уравнение распространения волны дискретизируется с использованием разностной схемы ступенчатой сетки 4-го порядка для цилиндрической системы координат. Эта схема позволяет моделировать анизотропию VTI.

Метод и процедура инверсии

Задача инверсии, решаемая локальными методами оптимизации, может быть выражена как минимизация функции несоответствия (Tarantola, 1987). Для случая наименьших квадратов функция несоответствия является скалярной функцией, определенной над модельным пространством как $S(\mathbf{m}) = \Delta \mathbf{d}^T \mathbf{C}_D^{-1} \Delta \mathbf{d} + \Delta \mathbf{m}^T \mathbf{C}_M^{-1} \Delta \mathbf{m}$, где символы обозначаются следующим образом: в модельной области \mathbf{m} это модель, $\Delta \mathbf{m} = \mathbf{m} - \mathbf{m}_{pr}$ – является разницей между моделью и априорной моделью \mathbf{m}_{pr} и \mathbf{C}_M обозначает модель пространственной ковариационной матрицы; в области данных $\Delta \mathbf{d} = \mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{obs}$ – остатки, т. е. разница между наблюдаемыми данными и синтетическими данными $\mathbf{g}(\mathbf{m})$, полученными при моделировании распространения волны; и \mathbf{C}_D обозначает ковариационную матрицу над пространством данных. Функция несоответствия измеряет несоответствие между наблюдаемыми и синтетическими данными, а также между моделью и предшествующей моделью. Исходное несоответствие, которое используется для нормализации текущего несоответствия, получено для $\Delta \mathbf{d} = \mathbf{d}_{obs}$ и $\Delta \mathbf{m} = \mathbf{0}$. Минимизация функции несоответствия выполняется с использованием метода сопряженных градиентов. Итерационный процесс нелинейной инверсии разработан (Tarantola, 1987); выражения производных Фреше для упругих параметров и функции источника можно найти в (Tarantola, 1986) и для вязкоупругих параметров в (Charaga et al., 2000).

В настоящей инверсии мы инвертируем для скоростей продольных и поперечных волн, плотностей, ϵ и δ параметров Томсена для анизотропии VTI, коэффициента качества сдвига Q_s и функций исходного времени. Все поля параметров являются двумерными, за исключением параметра Q_s , который рассматривается на этом этапе исследования с целью стабилизации. Модельная ковариационная матрица заполнена независимыми горизонтальными и вертикальными лапласическими корреляциями (Charaga et al., 1996). Процедура инверсии начинается с предыдущей модели: стратифицированная модель, полученная из инверсии времени в пути и каротажных диаграмм. Затем выполняется четыре инверсии последовательно. С одного

шага инверсии к другому пространственные корреляции уменьшаются, а частотное содержание инвертированных данных увеличивается.

Данные, полученные при помощи непродольного ВСП в Северном море

Поле Лилль-Фригг расположено на восточной окраине Викинг-Грабена, примерно в 22 км к северо-востоку от месторождения Фригг. Структура состоит из узкого удлиненного горста северо-южного простирания с газом, оставшимся в ловушке в коллекторе Brent. Известно, что формация Brent очень изменчива по толщине и фации. Скважина 25/2-C1H, пробуренная в поле Лилль-Фригг, обнаружила разлом, погружающийся на восток и охватывающий только нижнюю часть формации Brent (Minsaas et al., 1994).

Были приобретены два трехкомпонентных набора данных НВСП с целью лучшего определения структурного положения плоскости разлома и определения расстояния всей формации Brent от скважины (Muller and Ediriweera, 1993). Основываясь на интерпретацию НВСП, на данные каротажа, на снимки скважины в высоком разрешении и другие сейсмические данные (walkaway и других НВСП), на 200 м к западу от скважины был пробурен боковой ствол, который полностью совпал с формацией Brent (Minsaas et al., 1994).

Геометрия системы наблюдений двух НВСП показана на рисунке 1, их обозначают «Запад» и «Восток», а снимки выровнены со скважиной. Скважина вертикальная, непродольный источник расположен на расстоянии в 2 км для обоих снимков, и данные собирались на глубинах от 2300 м до 3950 м.

Результаты инверсии и их обсуждение

Представленные инверсии являются результатом 4-х инверсий (20 Гц). Синтетические данные, полученные при конвергенции, а также соответственно наблюдаемые и остаточные данные для западного НВСП, показаны на рисунке 2. Подгонка справедлива; оставшееся несоответствие составляет 20%. Кроме того, основная часть остаточных данных – неструктурированный шум.

Инвертированная функция исходного времени для Западного непродольного ВСП показана на рисунке 3. Высокочастотная компонента источника увеличивается во время процесса инверсии, так как частота в наблюдаемых данных была увеличена с предыдущего этапа инверсии.

Поле, представляющее отношение V_s / V_p , изображено на рисунке 1 и является хорошим индикатором зоны газоносного коллектора. Другие поля с оценочными параметрами показаны на рисунке 4 в увеличенном виде, и отражают дополнительную структурную и петрофизическую информацию. Геологическая интерпретация, представленная (Minsaas et al., 1994), отображена на том же рисунке, что и боковой ствол скважины.

Инвертированные параметры затухания очень плавные, но показывают сильное затухание в первых слоях ниже морского дна, необходимое для объяснения ослабленной конвертированной поперечной волны от морского дна. Затухание газового коллектора не может быть разрешено из-за 1D инверсии для параметра затухания. Анизотропные параметры не могут быть хорошо

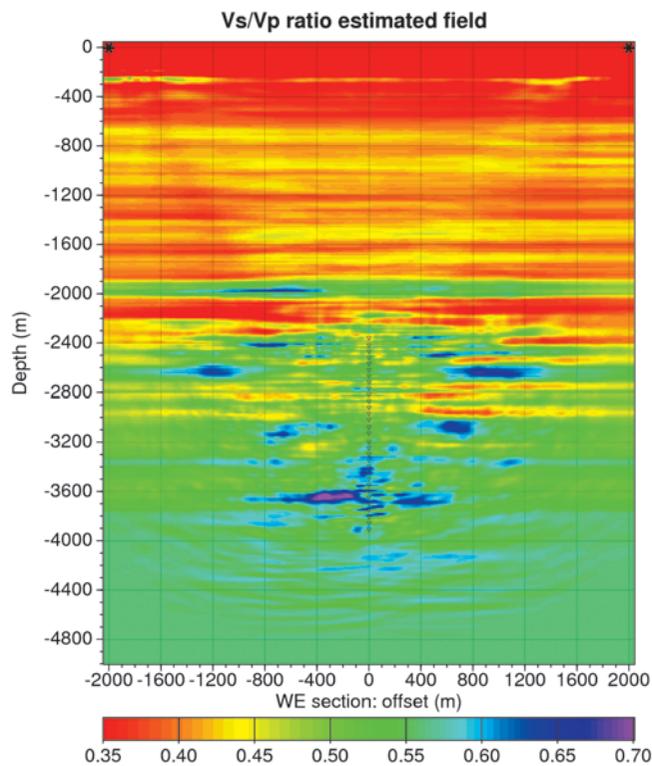


Рис. 1. Поле отношения скорости поперечной волны к скорости продольной волны. Показаны геометрия системы наблюдения Западного и Восточного НВСП: звезды вблизи поверхности обозначают местоположение источников, а треугольники обозначают местоположения приемника. Отображенная область зависит от типа волны: треугольная область, расположенная от источников к антенне отображена прямой продольной волной, чуть ниже на уровне приёмной антенны расположена область, близкая к скважине, на которой отражена продольная волна преобразованная в поперечную, отраженные волны освещают область ниже скважины. Отношение V_s/V_p позволяет четко отличать коллектор с газом от других формаций (фиолетовая область).

устранены из-за ограниченного количества снимков и, следовательно, ограниченного диапазона углов падения. Оценочные ϵ и δ поля Томсена обеспечивают плохую информативность по абсолютной величине (ϵ показано на рисунке 4), но некоторые аномалии, по-видимому, связаны с реальными анизотропными слоями. Инвертированные параметры упругости имеют первостепенное значение для идентификации и разграничения газоносного резервуара, как показано на рисунке 4 (отношение V_s/V_p и поля коэффициента Пуассона). Тем не менее, западное/восточное распространение разрешающей области на изображениях ограничено окрестностью скважины (от 200 м до 500 м). Это связано с узкой областью освещенности как для излучаемых (нисходящих) волн, так и отраженных (восходящих) волн, хотя инвертированы кратные или преобразованные волны. Более того, исходная модель стратифицирована, разрешенная область не отображается четко.

Следующий этап состоит в том, чтобы определить лучшую, вероятно, двумерную предварительную модель, чтобы лучше понять связь инверсии ослабления сдвига с инверсией источника, ввести параметр сжимающего

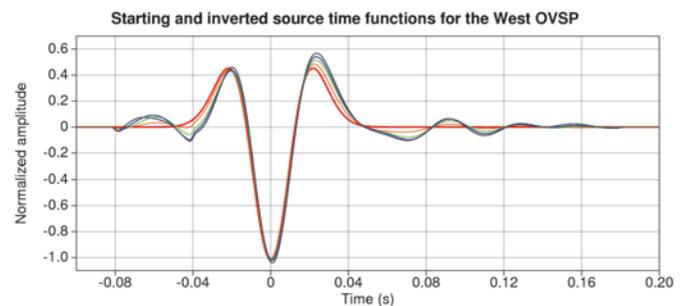


Рис. 3. Функция исходного времени для 4-й инверсии данных Западного НВСП. Начальный вейвлет обозначается сплошной красной линией, а тонкие оранжевые, зеленые, синие и черные линии обозначают соответственно инвертированный вейвлет на итерации 5, 20, 50 и 100.

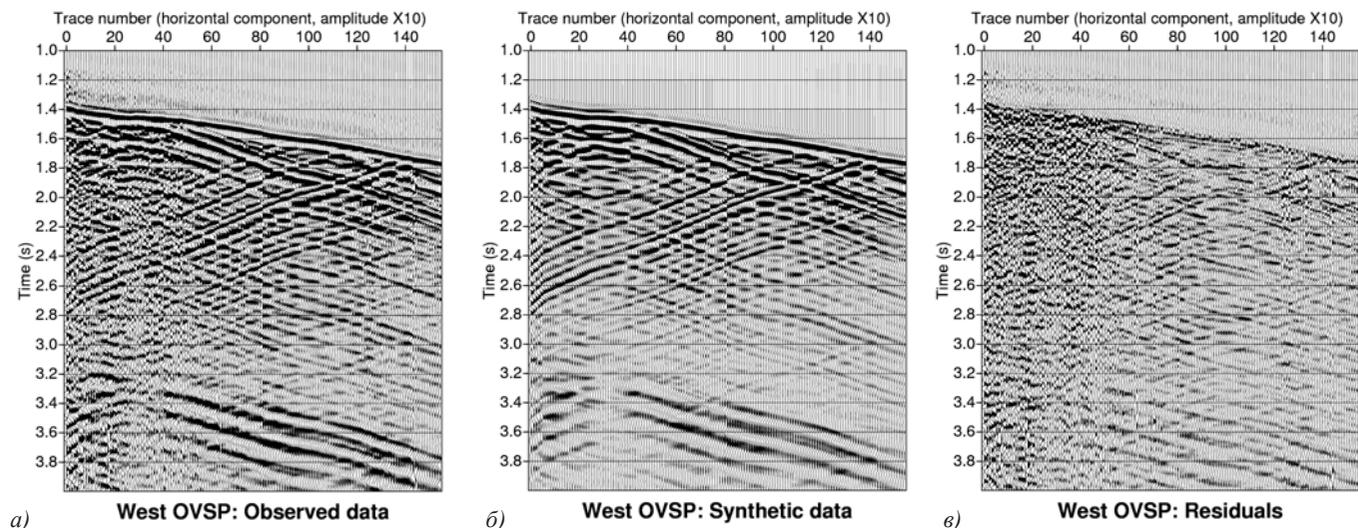


Рис. 2. Горизонтальная составляющая данных Восточного НВСП. Наблюдаемые данные с низкочастотным фильтром (крайние частоты 20 и 40 Гц), синтетические данные и остаточные отображаются соответственно как а), б) и в). Имеется достаточно хорошее соответствие между наблюдаемым и синтетическим, обеспечивая низкие остаточные данные (оставшаяся несоответствие составляет 20%). Структурированная энергия в остаточных данных показывает, что некоторые отраженные и излученные поперечные волны не могут быть полностью объяснены.

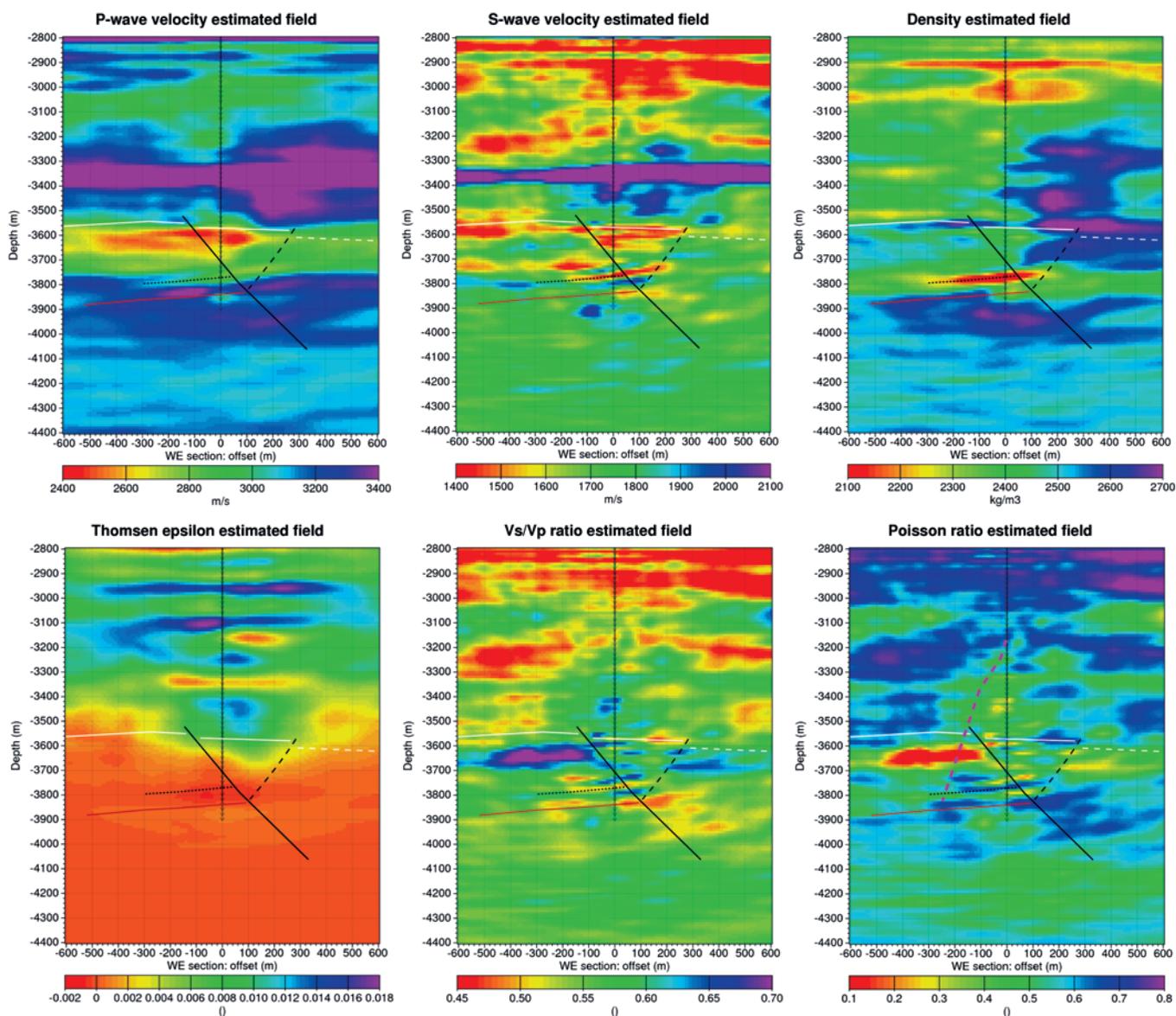


Рис. 4. Изображения оцененных полей параметров упругости в окрестностях скважины и ниже. Треугольник, смотрящий вниз, обозначает приемники. Боковой ствол обозначен пунктирной линией толстого фиолетового цвета на изображении коэффициента Пуассона. Геологическая интерпретация (Minsaas et al., 1994; Mittet et al., 1997) обозначена тонкими линиями: черная линия обозначает основной нормальный разлом, пересекающий формацию Brent, пунктирная черная линия является вероятной противоположным разломом, белая линия представляет собой BCU (базовое меловое несогласие), пунктирная черная линия - это угольный сейсмический маркер в нижней части формации Brent, а темно-красная сплошная линия – подошва формации Brent. Оцененные поля предоставляют дополнительную информацию о структуре, например поле плотности позволяет точно локализовать угольный маркер, в то время как короткая длина поперечных волн помогает идентифицировать основную ошибку. Отношение V_s/V_p или коэффициент Пуассона являются хорошими показателями наличия газа в резервуаре. Согласно этим полям, газоносная область соответствует верхней части формации Brent (фиолетовым для отношения V_s/V_p и красным для коэффициента Пуассона, слева от разлома). Структуру ниже скважины трудно интерпретировать. Наконец, анизотропные параметры, такие как ϵ Томсена, недостаточно хорошо разрешены (узкий угол падения), надежны только зоны, освещенные нисходящими волнами, например, анизотропные слои, расположенные вблизи 2980 м и 3100 м.

затухания и, наконец, предоставить карту последующего разрешения для каждого из оценочных полей параметров.

Выводы

Одновременная инверсия упругих VTI параметров Томсена и сдвигового Q-фактора позволяет нам извлекать больше информации из данных. Используя соответствующие свойства Земли, она уменьшает «шум» моделирования в процессе инверсии, даже если ограничения по некоторым параметрам слабы (и, следовательно, обеспечивают низкое разрешение). Сложность записанного волнового поля довольно справедливо воспроизводится синтетическими данными. В разрешенных частях модели результаты

согласуются с принятой в настоящее время структурной интерпретацией, причем части с хорошо извлекаемой структурой. Представленная анизотропная вязкоупругая инверсия полного волнового пакета данных непродолжного ВСП из Северного моря иллюстрирует влияние многопараметрической инверсии при использовании соответствующих свойств Земли; это показывает реализуемость и преимущество нашего предлагаемого метода.

Благодарность

Мы выражаем благодарность компании Total и их партнерам по месторождению Лилль-Фриг за предоставление данных НВСП.

Литература

- Barnes C. and M. Charara (2009). Viscoelastic full waveform inversion of North Sea offset VSP data. *SEG Expanded Abstracts*, pp. 2278-2282.
- Barnes C., Charara M. and Tsuchiya T. (2008). Feasibility study for an anisotropic full waveform inversion of cross-well data. *Geophysical Prospecting*, 56, pp. 897-906.
- Barnes C., Charara M., Tsuchiya T. (2004). Borehole seismic data inversion for attenuating media. *66th Conf. and Exhib., EAGE, Extend. Abstr.*, P012.
- Carcione J.M. (1990). Wave propagation in anisotropic linear viscoelastic media: Theory and simulated wavefields. *Geophysical Journal International*, 101, pp. 739-750.
- Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (1996). Constrained waveform inversion of seismic well data, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 63, pp. 98-112.
- Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (2000). Full waveform inversion of seismic data for a viscoelastic medium, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 92, pp. 68-81.
- Charara M., Barnes C. and Tsuchiya T. (2004). Crosswell seismic data tomography for heterogeneous viscoelastic media. *74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 23, pp. 1822-1825.
- Igel H., Djikpéssé H. and Tarantola A. (1996). Waveform inversion of marine reflection seismograms for P impedance and Poisson's ratio. *Geophysical Journal International*, 124, pp. 363-371.
- Minsaas O., Kravik K. and Haller D. (1994). Integration of exploration and reservoir approaches through geophysical and geological technologies in mature area. *Proceedings of the 14th World Petroleum Congress*, 77.
- Mittet R., Hokstad K., Helgesen J. and Canadas G. (1997). Imaging of offset VSP data with an elastic iterative migration scheme, *Geophysical Prospecting*, 45, pp. 247-267
- Muller J. and Ediriweera K. (1993), Walkaway VSP or fixed offset VSP? A case history on the Lille Frigg field. *EAGE, Expanded Abstracts*, C040.
- Tarantola A. (1986). A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics*, 51, pp. 1983-1903.
- Tarantola A. (1987). Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation: Elsevier.
- Virieux J. and Operto S. (2009). An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics. *Geophysics*, 74, WCC1-WCC26

Сведения об авторах

Кристоф Барнс – профессор
Университет Сержи-Понтуаз
Boul. du Port 33, F 95510, Сержи-Понтуаз, Франция

Марван Чарара – профессор
Сколковский институт науки и технологий
Ул. Нобеля, 3, Москва, 143026, Россия

Статья поступила в редакцию 17.07.2018;
Принята к публикации 01.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Anisotropic anelastic seismic full waveform modeling and inversion: Application to North Sea offset VSP data

C. Barnes¹, M. Charara^{2*}

¹Cergy-Pontoise University, Cergy-Pontoise, France

²Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Marwan Charara, e-mail: M.Charara@skoltech.ru

Abstract. In sedimentary basin, elastic anisotropy can be described by a transverse isotropic medium and the attenuation in the seismic bandwidth can be approximated by a quasi-constant quality factor. Very few full waveform inversions were conducted for such realistic media to show the feasibility and the benefit of this approach. For illustration, we have chosen two offset VSP datasets from the North Sea displaying attenuated phases and where the medium is known to be transverse isotropic. By inverting elastic parameters, anisotropy, shear attenuation and source functions, we have been able to find an Earth model reproducing fairly the real data. By exploiting all the information in the seismograms, full waveform inversion allows us to localize and characterize the Brent gas reservoir target.

Keywords: modeling, anisotropy, full waveform inversions, VSP

Recommended citation: Barnes Ch., Charara M. (2018). Anisotropic anelastic seismic full waveform modeling and inversion: Application to North Sea offset VSP data. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 149-153. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.149-153>

Acknowledgments. We thank Total and their partners on Lille-Frigg for providing the OVSP datasets.

References

- Barnes C. and M. Charara (2009). Viscoelastic full waveform inversion of North Sea offset VSP data. *SEG Expanded Abstracts*, pp. 2278-2282.
- Barnes C., Charara M. and Tsuchiya T. (2008). Feasibility study for an anisotropic full waveform inversion of cross-well data. *Geophysical Prospecting*, 56, pp. 897-906.
- Barnes C., Charara M. and Tsuchiya T. (2004). Borehole seismic data inversion for attenuating media. *66th Conference and Exhibition, EAGE, Extended Abstracts*, P012.
- Carcione J.M. (1990). Wave propagation in anisotropic linear viscoelastic media: Theory and simulated wavefields. *Geophysical Journal International*, 101, pp. 739-750.
- Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (1996). Constrained waveform

inversion of seismic well data, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 63, pp. 98-112.

Charara M., Barnes C. and Tarantola A. (2000). Full waveform inversion of seismic data for a viscoelastic medium, in Inverse methods. *Lecture notes in Earth sciences*, 92, pp. 68-81.

Charara M., Barnes C. and Tsuchiya T. (2004). Crosswell seismic data tomography for heterogeneous viscoelastic media. *74th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*, 23, pp. 1822-1825.

Igel H., Djikpéssé H. and Tarantola A. (1996). Waveform inversion of marine reflection seismograms for P impedance and Poisson's ratio. *Geophysical Journal International*, 124, pp. 363-371.

Minsaas O., Kravik K. and Haller D. (1994). Integration of exploration and reservoir approaches through geophysical and geological technologies in mature area. *Proceedings of the 14th World Petroleum Congress*, 77.

Mittet R., Hokstad K., Helgesen J. and Canadas G. (1997). Imaging of offset VSP data with an elastic iterative migration scheme, *Geophysical Prospecting*, 45, pp. 247-267

Muller J. and Ediriweera K. (1993), Walkaway VSP or fixed offset VSP? A case history on the Lille Frigg field. *EAGE, Expanded Abstracts*, C040.

Tarantola A. (1986). A strategy for nonlinear elastic inversion of seismic reflection data. *Geophysics*, 51, pp. 1983-1903.

Tarantola A. (1987). Inverse problem theory: Methods for data fitting and model parameter estimation: Elsevier.

Virieux J. and Operto S. (2009). An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics. *Geophysics*, 74, WCC1-WCC26

About the Authors

Christophe Barnes – Professor, Cergy-Pontoise University
Boul. du Port 33, F 95510 Cergy-Pontoise cedex, France

Marwan Charara – Associate Professor, Center for Hydrocarbon Recovery

Skolkovo Institute of Science and Technology
Nobel st., 3, Moscow, 143026, Russian Federation

Manuscript received 17 July 2018;

Accepted 01 August 2018; Published 30 August 2018

Исследование трещиноватости, моделирование и анализ неопределенностей карбонатного коллектора с включением динамических данных (Ближний Восток)

Ф. Гамес

VF Energy Solutions, Женева, Швейцария
E-mail: federicogames@gmail.com

Настоящая работа посвящена исследованию месторождения и показывает преимущества изучения трещиноватости и анализа риска. Анализ неопределенности проводился по показателям добычи, периоду эффективной добычи и конечному коэффициенту извлечения нефти. Месторождение разрабатывается более 48 лет, однако величина добытой нефти составляет менее 2% от начальных геологических запасов нефти. Измерения исторических данных по темпам добычи (соотношение фаз воды и нефти (water-oil phase ratio), газовый фактор, разрез, и т.д.) и давления (статического и динамического) были использованы для ограничения неопределенных параметров в течение исторического периода, а затем для прогнозирования. Из-за низкой суммарной добычи были выявлены неопределенности в исследовании трещиноватости (дискретная сеть трещин) вместе с неопределенностями коллектора и геологической неопределенностью. В оценке анализа по периоду эффективной добычи и коэффициенту извлечения нефти учитывалось несколько поверхностных/контролируемых параметров. В анализе риска учитывались два основных механизма извлечения нефти: нагнетание газа из сводной части для газового гравитационного дренажа и нагнетание воды в нижнюю часть пласта по периферии с естественным поглощением. Рассмотрены несколько сценариев дискретной сети трещин и 43 неопределенных параметра коллектора с их распределением вероятностей. Была применена методология экспериментальной разработки и поверхности отклика (статистический метод) для минимизации количества экспериментов по исследованию коллекторов. Для этапа скрининга использовалась экспериментальная разработка Плакетта и Бермана. На данном этапе было обнаружено, что 7 неопределенных параметров составляют более 80% от общего объема суммарной добычи нефти. Был применен метод детального латинского гиперкуба с 3-мя дискретными сетями трещин, контролируемыми неопределенными параметрами и 7 наиболее важными параметрами. Данный анализ риска выявил лучшие реализации каждого этапа разработки (P10 и P90), а также основные неопределенности, влияющие на план разработки месторождения. Для сокращения основных факторов, влияющих на неопределенность, был разработан план по снижению рисков, исследованию и мониторингу.

Ключевые слова: трещиноватость, моделирование, анализ неопределенностей, карбонатный коллектор

Для цитирования: Гамес Ф. (2018). Исследование трещиноватости, моделирование и анализ неопределенностей карбонатного коллектора с включением динамических данных (Ближний Восток) *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 154-157. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.154-157>

Введение

Процесс принятия решений при планировании разработки месторождения сталкивается с новыми проблемами; менеджерам приходится принимать решения в условиях наличия неопределенностей. В последние годы эта практика коренным образом изменилась, многие инновационные рабочие процессы вошли в литературу. Все больше признается необходимость сохранения научного взгляда в геологии в течение исторического периода для более надежного прогнозирования и растущего признания неопределенности, а также необходимость изучения нескольких исторически сопоставленных моделей, а не одной лучшей модели прогнозирования.

Данное исследование представляет собой практический подход к решению сложной проблемы анализа риска в прогнозе эффективности применительно к трещиноватому коллектору.

Методология

В основном, предлагаемая методология (Рис. 1) включает в себя трехступенчатую процедуру, использующую методику экспериментальной разработки и метод на основе поверхности отклика.

Описание трещиноватого коллектора месторождения

Рассматриваемое месторождение (Рис. 2) представляет собой трещиноватый карбонатный коллектор, имеющий нарушения.

Накопление нефти происходит в трех основных зонах. Продуктивные пласты состоят из слоистого мелового известняка с относительно высокой пористостью (20%+) и низкой проницаемостью матрицы (2-10 мД). Данные слои коллектора переслаиваются с плотными, более трещиноватыми слоями. Общая структура месторождения – это широкий, слегка удлиненный купол в северо-восточном-западном направлении с мягкими погруженными

НАЧАЛО	
Цели и объем работ проекта Качество данных. Идентификация параметров.	Идентификация и оценка неопределенности
Диапазон параметров и назначение законов распределения	
Экспериментальная разработка + методология поверхности отклика Максимум информации при минимальных затратах;	
Наличие исторических данных? (Нет/Да)	Неопределенность, ограниченная историческими данными
(Да) Используйте качественный и количественный анализ чувствительности; Вероятностная оптимизация, основанная на целевой функции; Уменьшенные диапазоны параметров для следующего шага;	
(Нет) Неопределенность при прогнозировании; Анализ чувствительности, основанный на общей добыче нефти на месторождении; Идентификация основных неопределенных параметров;	Влияние неопределенности
Снижение риска последствий, непредвиденные обстоятельства; Уменьшение неопределенностей;	
КОНЕЦ	

Рис. 1. Методология анализа неопределенности

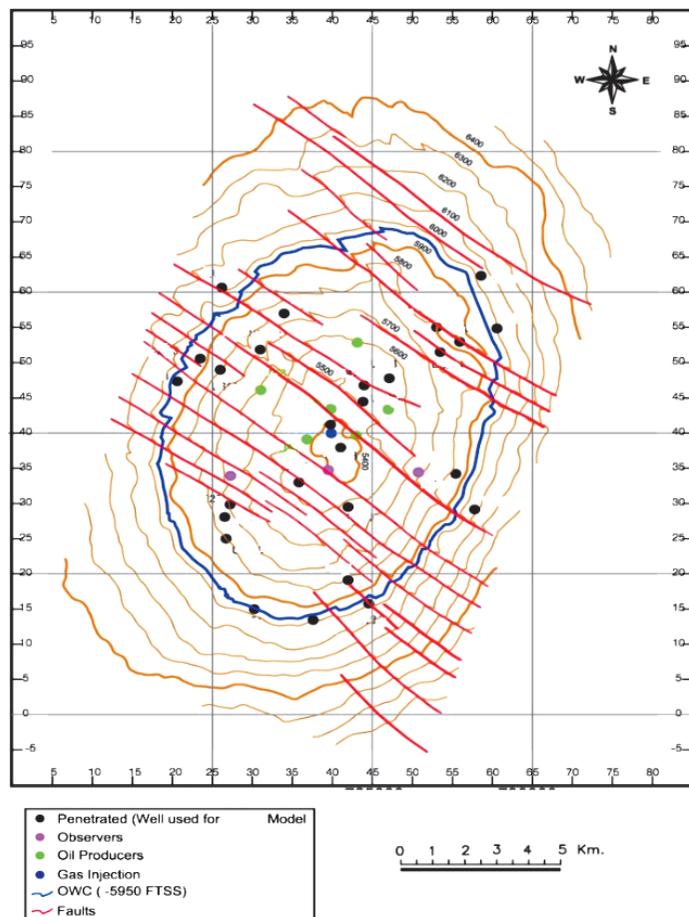


Рис. 2. Карта трещиноватого коллектора

крыльями. Испытания пластов, исследования керна, данные пластового микроимиджера и микросканирования подтверждают высокую проницаемость открытых трещин, ориентированных на СЗ-ЮВ поперек свода структуры.

Интерпретация трехмерной сейморазведки показывает многочисленные обыкновенные разломы СЗ-ЮВ простирания с небольшими сбросами, прорезающими коллекторы. Данные разломы ориентированы перпендикулярно доминирующей направляющей системы открытых трещин и старше последней системы разломов СВ простирания. Второй набор трещин параллелен направляющим разломам; считается, что эти трещины минерализованы, они мало влияют на поток флюида, поскольку пересекаются более молодыми открытыми трещинами. Вязкость нефти равна примерно 0.7 сП, с начальным газовым фактором 400 scf/STB (куб.фунт в ст.у./баррель в ст.у.). Нефть сильно недонасыщена: давление насыщения нефти газом составляет 1200 фунтов на кв. дюйм, а начальное давление коллектора составляет 2925 фунтов на кв. дюйм. Добыча нефти рассматриваемого месторождения началась в августе 1962 года из одной скважины со средним дебитом 4468 ст. бар. в сут. сухой недонасыщенной нефти.

Имеющиеся данные о динамике эксплуатации пласта и о давлении указывали на ограниченный водонапорный режим скважины и отсутствие энергии коллектора, что привело к неэффективной начальной разработки пласта. В результате, сделан вывод о том, что наилучшим методом извлечения нефти является закачка газа.

Рассмотренные неопределенности

Были определены сорок три неопределенных параметра для следующих элементов коллектора:

- Сообщаемость коллекторов;
- Свойства трещин и матрицы;
- Свойства горных пород-флюидов (газовый фактор, коэффициент усадки нефти, вязкость...);
- Контролируемые параметры.

Некоторые из приведенных выше параметров были применены на в целом по месторождению, а некоторые из них были применены поэтапно, пласт за пластом. В то время как система разломов была классифицирована как три подмножества разломов, каждая система разломов имела свое значение проницаемости.

Первый экспериментальный вариант: этап скрининга – Плакетт и Берман

Предлагается экспериментальный план Плакетта и Бермана с 44 расчетами (итерациями) для оценки основного эффекта каждого неопределенного параметра.

Анализ сосредоточен на суммарной добыче нефти в конце прогнозирования для выбора вариативных переменных анализа риска.

График Парето (Рис. 3), основанный на теории суммарного анализа чувствительности, показывает влияние каждого неопределенного параметра на процентное распределение от общей измеренной суммарной добычи нефти на 01/01/2051. Из 43 параметров имеется 7 неопределенных, что составляет 83% от общего объема суммарной добычи нефти.

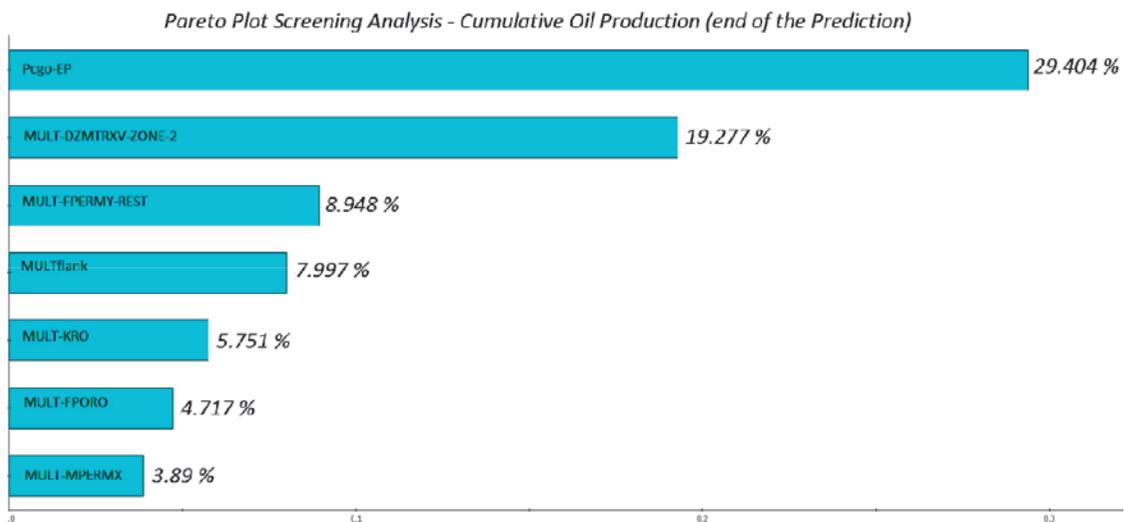


Рис. 3. График Парето – Этап скрининга

Второй экспериментальный вариант: Этап анализа неопределенности – латинский гиперкуб

На данном этапе добавлен неопределенный параметр для сетки трещин. Каждая дискретная сеть трещин является выходным параметром (с набором свойств, пористости, проницаемости трещины, размером блока и среднеквадратичного значения) предполагаемого непрерывного параметра с именем DFN-Case (дискретная сеть трещин). Данный параметр представляет собой расширение трещины и сообщаемость системы.

В дополнение к данным неопределенным параметрам субповерхности рассмотрены поверхностные/контролируемые неопределенные параметры для оценки анализа рисков.

Неопределенность по подаче газа рассматривается с помощью множителя закачки газа.

Величина давления устья скважины является первостепенным фактором, с помощью которого возможно выявить восходящий потенциал из незначительных корректировок давления.

В конечном итоге, величина газового фактора является вспомогательным фактором для определения параметра ограничения добычи газа. Данный неопределенный параметр в основном является второстепенным с точки зрения общих эксплуатационных требований.

Неопределенные параметры, ограниченные историческими данными

Для выполнения анализа неопределенности на месторождениях с большой степенью выработанности необходимо назначить порог для приемлемых решений. Это означает, что все комбинации (вариации) неопределенных параметров, обеспечивающие глобальную целевую функцию выше порога, будут отброшены. Данная методология обычно называется анализом неопределенности, ограниченным историческими данными.

Анализ вероятностных распределений

Влияние всех неопределенных параметров, ограниченных и неограниченных историческими данными, поверхностными неопределенностями, будет оцениваться по

суммарной добыче нефти на конец прогноза (01/01/2051), а также по периоду эффективной добычи. В результате анализа были построены поверхности отклика. Для обеспечения наилучшего качества поверхности отклика, с точки зрения точности и прогнозирования, использовалась непараметрическая поверхность. Наибольшее влияние на изменение суммарной добычи нефти приходится на тип DFN (дискретной сети трещин). Вариант рассеивания параметров в облаке данных указывает на промежуточное значение суммарной добычи нефти, а вариант N30/130 SSF является самым высоким значением и, наконец, минимальный вариант является самым низким значением. Тип дискретной сети трещин составляет более 45% от общего изменения периода эффективной добычи.

План по снижению рисков и на случай непредвиденных обстоятельств

При рассмотрении уменьшения неопределенности для некоторых неопределенных параметров необходимо точно определить определенный показатель (период эффективной добычи, суммарная добыча нефти и т.д.), а также количественную оценку сокращения с точки зрения изменения отклика.

Рассматриваемые параметры для уменьшения неопределенности показаны далее в порядке приоритета:

- Тип DFN (дискретная сеть трещин);
- Сообщаемость через плотные породы;
- Сообщаемость через «крылья» залежей.

В итоге расширение знаний по данным трем неопределенным параметрам приведет к большим сокращениям на границе P10-P90 для периода эффективной добычи, а также суммарной добычи нефти.

В период эффективной и суммарной добычи основной риск для трех рассматриваемых реализаций дискретной сети трещин может быть снижен благодаря контролю давлению на устье скважины.

В результате соблюдения производственных обязательств, обеспечение гибкости при контроле давления на устье скважины в зависимости от варианта дискретной сети трещин DFN является ключевым условием, которое необходимо учитывать при окончательном плане разработки месторождения (Рис. 4).

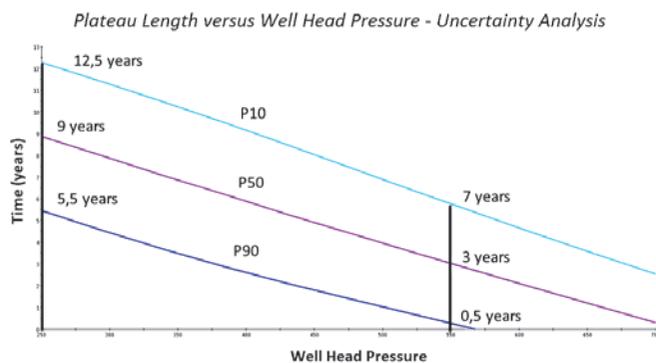


Рис. 4. Вероятностный период эффективной добычи по сравнению с давлением на устье скважины – план на случай непредвиденных обстоятельств

Резюме и выводы

Далее приведены некоторые из основных выводов и обобщений, извлеченных из нашего опыта:

- Показано, как уменьшить риск низкой производительности и периода эффективной добычи путем управления ключевыми переменными (например, ТНР – контролируемое давление на устье).
- Контролируемые параметры должны быть включены в любой анализ неопределенности для получения

гибкости и контроля результатов.

- Настоящий анализ рисков показывает, как определить ключевые неопределенные параметры, играющие роль в выбранных производственных целях (добыча и период эффективной добычи).

- Исторические данные помогают ограничить вероятностные распределения наиболее вариативных параметров.

- Анализ наиболее вариативных неопределенных параметров, влияющих на качество сопоставления исторических данных, приводит к лучшему пониманию модели.

- Выходные вероятностные распределения помогают разместить базовую реализацию в неопределенной области, а также определять большие или меньшие значения реализаций для дальнейшего экономического анализа.

Сведения об авторе

Федерико Гамес – Руководитель проектов

VF Energy Solutions

Avenue Dumas 13, CP: 1206, Женева, Швейцария

E-mail: federicogames@gmail.com

Статья поступила в редакцию 17.07.2018;

Принята к публикации 01.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Fracture characterization, modeling and uncertainty analysis of a carbonate reservoir with integration of dynamic data (Middle East)

F. Games

“VF Energy Solutions”, Geneva, Switzerland

Abstract. This field case study shows the benefits of fracture characterization and risk analysis. The uncertainty analysis was performed on production, plateau length and ultimate recovery factor. The field has been under production for more than 48 years, nevertheless it has produced less than 2% of the STOIP. Historical data measurements on production rates (wopr, gor, wcut, etc) and pressures (static and flowing) have been used to constrain uncertain parameters during historical period and then propagate it into the prediction. Due to the low cumulative production, fracture characterization uncertainties have been incorporated (Discrete Fracture Network) together with reservoir uncertainties and geological uncertainties. Several surface/controllable parameters have been considered in the analysis evaluation on Plateau Length and Recovery Factor. The risk analysis accounts for two main recovery mechanisms: gas injection from the crest for Gas gravity drainage and periphery downdip water injection with natural imbibition. Several scenarios of DFN’s and 43 uncertain reservoir parameters with their probability distribution were considered. Experimental Design and Response Surface Methodology was applied to minimize the number of Reservoir simulation runs of the study. Plackett and Burman Experimental Design was used for the Screening Phase. During the screening phase, it has been revealed that 7 uncertain parameters account for more than 80 % of the

total variation of Cumulative Oil Production. A detailed Latin Hypercube has been performed with 3 discrete fracture network, controllable uncertain parameters and the 7 most relevant parameters. This risk analysis identified the best cases of each phase of the development, P10 and P90, and the major uncertainties impacting the field development plan. Mitigation, acquisition, and monitoring plan have been defined accordingly to reduce the major impacting uncertainties.

Keywords: fracture, modelling, uncertainty analysis, carbonate reservoir

Recommended citation: Games F. (2018). Fracture characterization, modeling and uncertainty analysis of a carbonate reservoir with integration of dynamic data (Middle East). *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 154-157. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.154-157>

About the Author

Federico Games – Project Manager

VF Energy Solutions

Avenue Dumas 13, CP: 1206, Geneva, Switzerland

E-mail: federicogames@gmail.com

Manuscript received 17 July 2018;

Accepted 01 August 2018; Published 30 August 2018

Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS

Р.С. Хисамов¹, А.Ф. Сафаров², А.М. Калимуллин^{2*}, А.А. Дрягалкина²

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли существует большое количество различных классификаций запасов и ресурсов углеводородного сырья, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки. Данная работа включает в себя анализ, сравнение, а также возможности сопоставления полученных результатов на первый взгляд, казалось бы, совершенно разных методик подхода к оценке запасов и ресурсов углеводородов.

Цель работы заключается в рассмотрении особенностей подсчета запасов углеводородов разными методами и изучение возможности и целесообразности применения вероятностного метода при аудите запасов. Запасы нефти были подсчитаны объемным методом на основе геологической модели залежи, построенной с применением программного комплекса IRAP RMS. Вариативность подсчетных параметров задавалась в модуле «Uncertainty», с помощью которого можно построить геологическую модель с равновероятными реализациями, имея недостаточный объем данных по основным характеристикам месторождения.

При расчете неопределенности дисперсия по значениям задавалась для следующих параметров: уровня водонефтяного контакта, пересчетного коэффициента, коэффициентов пористости и водонасыщенности. После вычислений и перебора возможных реализаций в пределах заданных параметров программа сгенерировала результат в виде трех значений запасов: P10 (вероятные), P50 (возможные), P90 (доказанные). Для сравнения результатов подсчета запасов использованы результирующие карты нефтенасыщенных толщин, с помощью которых возможно проследить распределение геологических запасов.

На основе проведенного исследования выявлено, что на конечный результат в распределении доли коллектора и основных параметров формулы объемного метода влияют входные данные и различный подход в построении 3D геологической модели. Для корректной цифры запасов (ресурсов) углеводородов необходимо использовать многовариантное распределение подсчетных параметров в геологическом пространстве рассматриваемого объекта.

Ключевые слова: риск, вероятностно-статистическая оценка, метод Монте-Карло, классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (КЗ РФ-2013 г.), система управления запасами и ресурсами жидких, газообразных и твердых углеводородов (SPE-PRMS), сравнение отечественных и международных классификаций подсчета запасов

Для цитирования: Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А. (2018). Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 158-164. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.158-164>

Характерная особенность нефтяной индустрии – это непредвиденное изменение цен на нефть. Это основной критерий неопределенности, несущий значительный инвестиционный риск для нефтяных компаний (Найт, 2003). Именно по этой причине рискам уделяется столь пристальное внимание. В отечественной науке существует несколько категорий источников риска в нефтегазовой сфере. Среди них традиционно принято выделять следующие:

- геологические;
- инфраструктурные;
- политические;
- экономические и др. (Найт, 2003).

На сегодняшний день различают два принципиальных подхода при оценке ресурсов углеводородов (подсчете запасов нефти и газа): детерминистический и стохастический. Оценка по детерминистскому методу представляет собой выбор единичного дискретного сценария в рамках диапазона значений, которые могут быть получены в

результате вероятностного анализа. Второй метод подразумевает применение статистических распределений параметров, входящих в формулу объемного метода, где случайные реализации каждого распределения подсчетного параметра перемножаются с целью получения гистограммы ресурсов (запасов) для объекта подсчета (Рис. 1) (Kelliher, Mahoney, 2000).

Общепринятым документом в сфере вероятностной оценки ресурсов и подсчета запасов, в том числе и у российских недропользователей, является «Система управления запасами и ресурсами жидких, газообразных и твердых углеводородов» (SPE-PRMS). Для Российской Федерации единым руководством в отношении принципов подсчета и государственного учета запасов и ресурсов является методическая рекомендация «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (КЗ РФ-2013 г.).

При подсчете запасов углеводородов в данных классификациях используются разные методики выделения той или иной категории запасов (ресурсов). Различие между классификациями связаны с рядом причин:

а) при подсчете доказанных запасов по PRMS учитываются исключительно существующие (доказанные) на

* Ответственный автор: Алмаз Маратович Калимуллин
E-mail: KalimullinAM@tatneft.ru

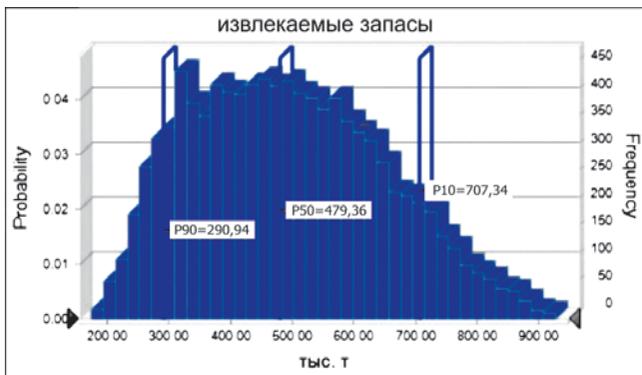


Рис. 1. Пример гистограммы распределения ресурсов (запасов)

момент оценки запасов технологии разработки месторождения. В отечественной практике ориентация как на апробированные, так и на перспективные технологии;

б) при подсчете запасов по международным классификациям применяются средние коэффициенты извлечения нефти (КИН), которые обоснованы по месторождениям-аналогам, в то время как в отечественной классификации используют конечные значения КИН, включающие в себя использование вторичных и третичных методов увеличения нефтеизвлечения;

в) при подсчете запасов (ресурсов) используются различные методические рекомендации для выделения той или иной категории, что приводит к различию в величине запасов;

г) в отечественной практике оценку ресурсов и запасов углеводородов принято производить детерминистическими методами, в то время как за рубежом используются вероятностно-статистические методы оценки.

Как показывает практика, для отечественной классификации, основой которой является формула объемного метода (детерминистский метод подсчета запасов), характерно завышение запасов (ресурсов) без учета риска по категориям запасов (ресурсов). Данный критерий наблюдается и при подсчете запасов (ресурсов) методом Монте-Карло, и при многовариантном геологическом моделировании. Методом Монте-Карло трудно учесть и отразить внутренние связи между параметрами неопределенности. Во-первых, получаемые распределения не соответствуют имеющимся знаниям об объекте. Они могут быть смещены в сторону больших или меньших значений, а также показывать больший или меньший «разброс». Во-вторых, после оценки запасов (ресурсов) невозможно визуализировать неопределенность в пространстве, так как метод не учитывает физическую сущность объекта. В результате возникает необходимость применения метода оценки неопределенности на моделях по ключевым показателям. Преимущество данного метода в том, что при оценке запасов (ресурсов) углеводородов на основе геологических моделей каждая реализация просчитывается на полноценной модели, которая учитывает все имеющиеся данные и концептуальные представления о подсчетном объекте. После оценки неопределенности по множеству реализаций возможно визуализировать результаты в виде карт, разрезов через параметры вероятности.

В настоящее время существует множество программных средств, позволяющих осуществлять вероятностный прогноз с обработкой большого объема информации и

выполнять большое количество итераций. Выполнена вероятностная оценка ресурсного потенциала перспективных объектов в программном модуле RMS «Uncertainty», который позволяет идентифицировать и оценивать степень неопределенности в модели и создавать многовариантные модели с учетом неопределенности.

В геологическом моделировании неопределенность присутствует практически на всех этапах: импорт/экспорт данных, корреляция, структурное моделирование, осреднение скважинных данных, фацимальное моделирование, петрофизическое моделирование, подсчет запасов и т.д. (Система управления ресурсами ..., 2007).

Используя различные доступные свойства данного модуля, возможно рассчитывать множество реализаций определенной модели для обоснования решений, принимаемых на различных этапах геологического обоснования месторождения. Также, кроме оценки неопределенности модели, при которой используется один и тот же сценарий, RMS «Uncertainty» позволяет создавать множество реализаций, что дает возможность оценивать влияние каждого параметра на результат моделирования.

Конкретно для рассматриваемого продуктивного пласта выбран следующий ансамбль реализаций модели:

- структурный каркас пласта;
- скважины с поточечной интерпретацией пористости и нефтенасыщенности.

Рассмотрим применение многовариантной (вероятностной) геологической модели на одном из подсчетных объектов месторождения ПАО «Татнефть». Отложения бобриковского горизонта сложены терригенными породами, мощность которых варьируется от 1 до 13 м. В отложениях рассматриваемого пласта выявлено две залежи нефти, которые приурочены к двум различным поднятиям (Рис. 2).

Согласно проведенному исследованию по воссозданию концептуальной модели Сиреневского месторождения в целом по рассматриваемому месторождению коллекторские свойства горных пород в нефтяной части различны. Зона с низким значением коэффициента пористости (19%) в нефтяной части приурочена к фации вдольберегового бара регрессивного типа (залежь 1). Высокое значение коэффициента пористости (24%) связано с фацией барьерного острова (залежь №2). В результате, данная неоднородность связана с фацимальной особенностью пород-коллекторов каждой из рассматриваемых залежей. На рисунке 2 представлена карта остаточных (подвижных) запасов нефти, на которой хорошо прослеживается неравномерность отборов по площади (Хисамов и др., 2017).

В соответствии с предложенной концепцией формирования бобриковских отложений на территории месторождения в данной работе расчет по вероятностно-статистической модели произведен для каждого поднятия отдельно.

Определение задачи

Рассмотрим применение вероятностно-статистического модуля RMS «Uncertainty» на примере одного из поднятий рассматриваемого месторождения (залежь II).

При разбросе значений подсчетных параметров построена многовариантная геологическая модель, в

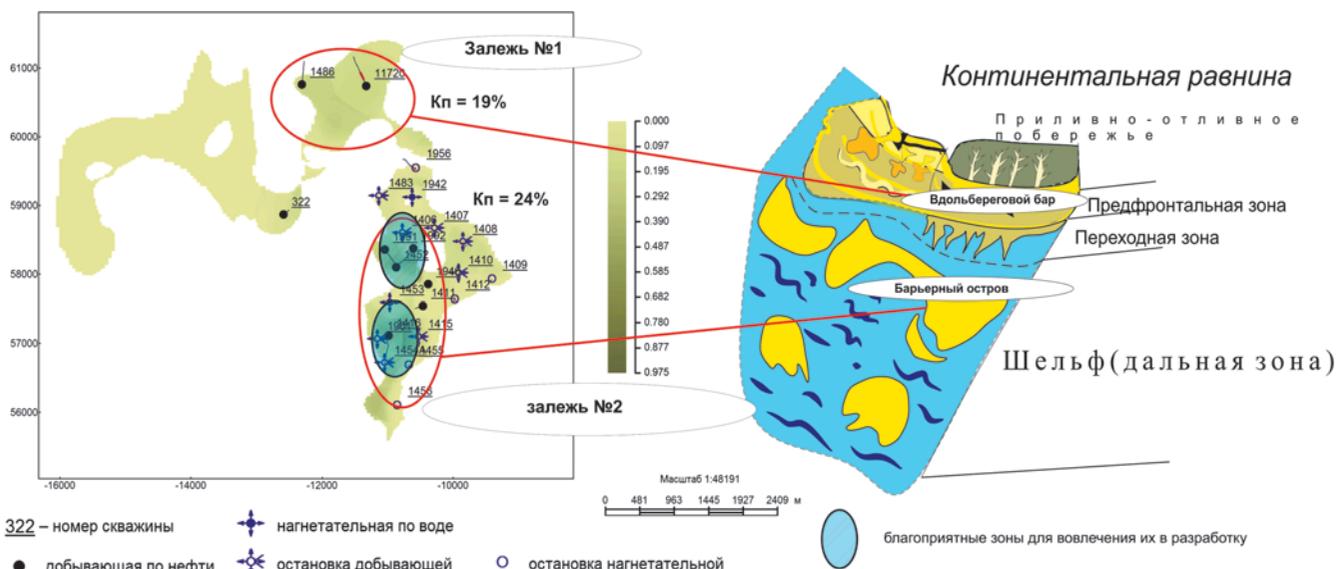


Рис. 2. Карта остаточных (подвижных) запасов нефти с пространственным распределением песчаных тел на территории месторождения

которой дисперсия по значениям задавалась для следующих параметров:

- водонефтяной контакт (ВНК) (Oil/Water contact);
- пересчетный коэффициент (B_0);
- коэффициент пористости (Porosity);
- коэффициент водонасыщенности (Water saturation oil zone) (Система управления ресурсами ..., 2007).

Изменяя настройки алгоритмов расчета при построении модели и последующей перекрестной оценке достоверности, получим разные базовые варианты с различными величинами прогноза нефтенасыщенных толщин ΔN_{oil} (Закревский, 2009).

Далее, после настройки переменных неопределенности и разброса переменных, задавалось количество реализаций. Естественно, чем больше величина прогона изменения каждого коэффициента, тем дольше и точнее будет расчет. В данном случае расчет произведен по 200 реализациям. Выбираемое количество реализаций зависит от мощности компьютера, однако их конечное значение должно обеспечить логнормальное распределение запасов.

В результате генерации ансамбля реализаций создаются пакеты данных: наборы 3D параметров, наборы карт

нефтенасыщенных толщин и полученных по ним геологических запасов. Далее для каждой реализации выводится процент вероятности встречи тех или иных запасов.

Согласно распределению на диаграмме, геологические запасы по многовариантной модели бобриковского горизонта рассматриваемой залежи составляют: P90 (доказанные) – 2,05 млн. м³; P50 (вероятные) – 2,2 млн. м³; P10 (возможные) – 2,33 млн. м³ (Рис. 3).

Геологические запасы нефти рассматриваемой залежи, построенной детерминированным способом, составляют 2,76 млн. м³. В данном методе подсчетные параметры задаются статичными величинами (тот или иной параметр определен с точностью до десятых и сотых долей. В данном случае подсчетные параметры залежи II имеют некий разброс значений с вероятностно-статистическими критериями согласно геологической особенности рассматриваемого пласта.

Для сравнения полученных геологических запасов поднятия использованы значения вероятностно-статистической оценки запасов категории P50 (как наиболее вероятной величины) и оценки запасов, полученной из детерминированной модели. По вероятностно-статистической оценке, запасы P50 составляют 2,2 млн. м³ нефти.

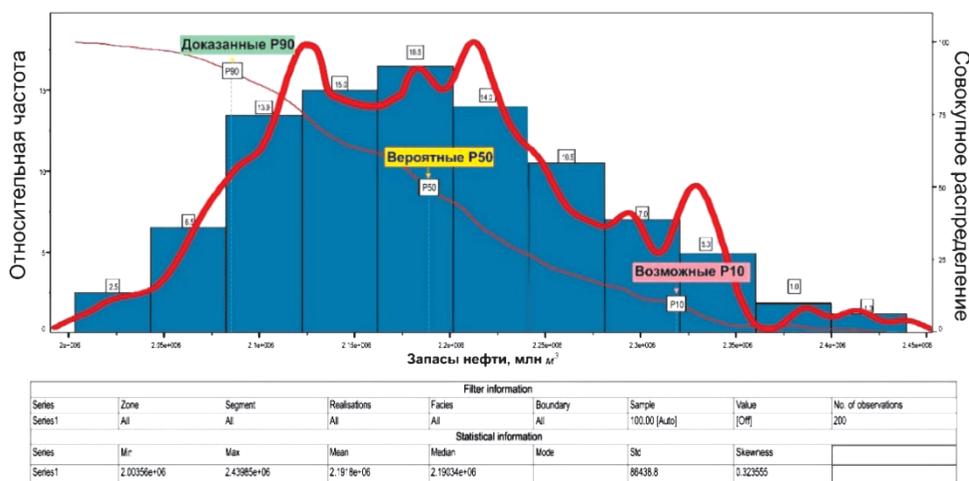


Рис. 3. Геологические запасы по многовариантной (вероятностной) геологической модели залежи II Восточно-Сиреневского поднятия Сиреневского месторождения

По детерминированной модели начальные геологические запасы углеводородов составляют 2,7 млн. м³ нефти (что на 19 % больше, чем по вероятностно-статистической модели) (Рис. 4).

После оценки неопределенности по множеству реализаций построена карта эффективных нефтенасыщенных толщин для каждой из реализаций (P90, P50, P10). Также задействована карта эффективных нефтенасыщенных толщин по реализации P50, сгенерированная после расчета подсчетных параметров в модуле RMS «Uncertainty». Площади залежей, где распространены нефтенасыщенные породы, определялись по подсчетному плану рассматриваемого пласта, который ограничен внешним контуром нефтеносности.

Также необходимо учитывать, что на общий объем начальных геологических запасов в вероятностно-статистической модели влияют все основные подсчетные параметры, которые входят при проведении множества



Рис. 4. Геологические запасы бобриковского горизонта залежи 4 по разным методам подсчета, млн. м³

реализаций. Рассмотрим карты эффективных нефтенасыщенных толщин, построенные различными методами (Рис. 5).

В конечном счете при сопоставлении полученных данных было выявлено несколько локальных зон, которые вносят расхождение в статистику геологических запасов. Например, на обеих картах эффективных нефтенасыщенных толщин ограниченное поднятие в центральной части имеет разные изопахиты (Рис. 5б). Вследствие этого на карте, построенной детерминированным методом, значение доли коллектора значительно выше, чем на карте вероятностно-статистической 3D геологической модели.

Подобное различие связано с интерпретацией данных бурения и геофизики. В частности, при детерминированной оценке запасов геофизик определяет переход от нефтяной части пласта к водонасыщенной с точностью до сантиметров, от которой зависит площадь залежи и нефтенасыщенная толщина пласта. При определении подсчетных параметров в силу множества возможных значений существует погрешность в оценке. Если рассматривать оценку запасов вероятностно-статистическим методом, то каждый элемент из формулы подсчета запасов в условиях неопределенности задается с учетом дисперсии, как было описано ранее. В данном случае в детерминированной 3D геологической модели уровень ВНК рассматриваемого поднятия принят по данным геофизического исследования скважин и определен на абсолютной отметке минус 930 м. В вероятностно-статистической оценке при варьировании рассматриваемого подсчетного параметра категории P50 уровень ВНК (929,5 м) принят из 200 вариаций, что на 0,5 м меньше, чем в детерминированной 3D геологической модели (Табл. 1). Данный пример показателен на рис. 5 а, б и г.

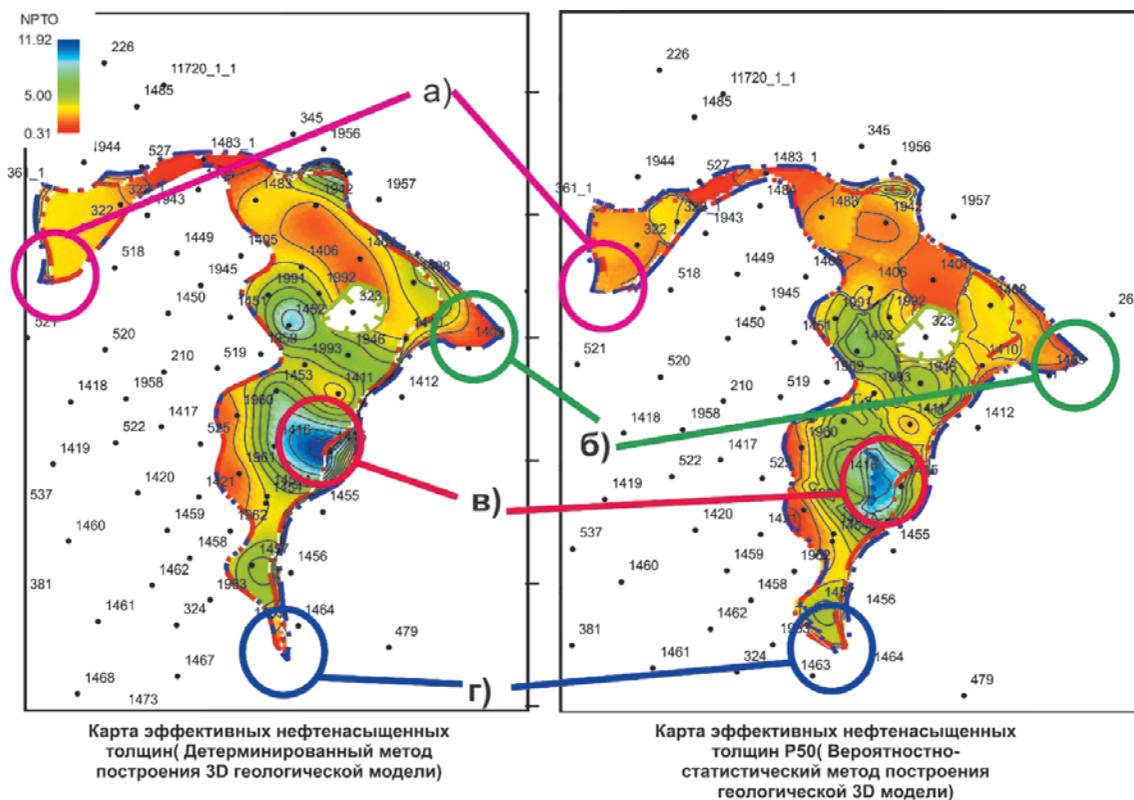


Рис. 5. Сопоставление карт эффективных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонта залежи 4

Метод	ВНК, м	Объемный коэффициент	Коэффициент пористости, доли ед.	Коэффициент водонасыщенности, доли ед.	Начальные геологические запасы, млн м ³
Детерминированный	930	1,059	0,24	0,3	2,76
Вероятностно-статистический (P50)	929,5	1,051	0,234	0,29	2,2

Табл. 1. Подсчетные параметры нефти залежи II рассматриваемого месторождения

Сопоставление результатов оценки запасов российской классификации и классификации PRMS. Деление запасов на категории

Выделение категорий запасов по рассматриваемой площади проведено в соответствии методическим рекомендациям по применению классификации PRMS.

Запасы залежей нефти рассматриваемого горизонта по действующей классификации PRMS отнесены к категориям PDP, PDNP и PUD.

Запасы залежи I Плетневского поднятия отнесены к категориям PDP и PUD. Нефтеносность отложений установлена по данным ГИС и подтверждена результатами испытания пласта во всех скважинах. Промышленная добыча нефти ведется в двух скважинах.

Запасы залежи II Восточно-Сиреневского поднятия отнесены к категориям PDP, PDNP и PUD. Нефтеносность отложений установлена по данным ГИС и подтверждена результатами испытания пласта в 18 скважинах. Промышленная добыча нефти проведена в 17 скважинах.

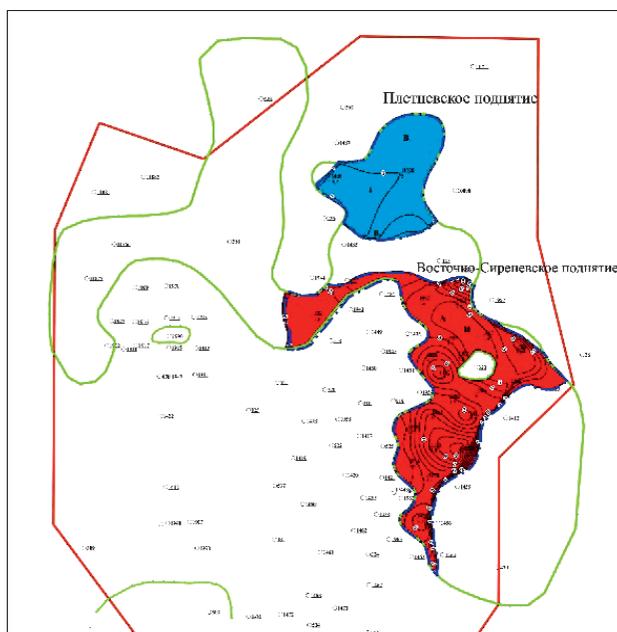
Согласно методическим рекомендациям по применению классификации PRMS, границы категорий вынесены на расстояние в 150 м от эксплуатационных скважин (Рис. 6б).

Сравнение обоснования категоричности и показателей

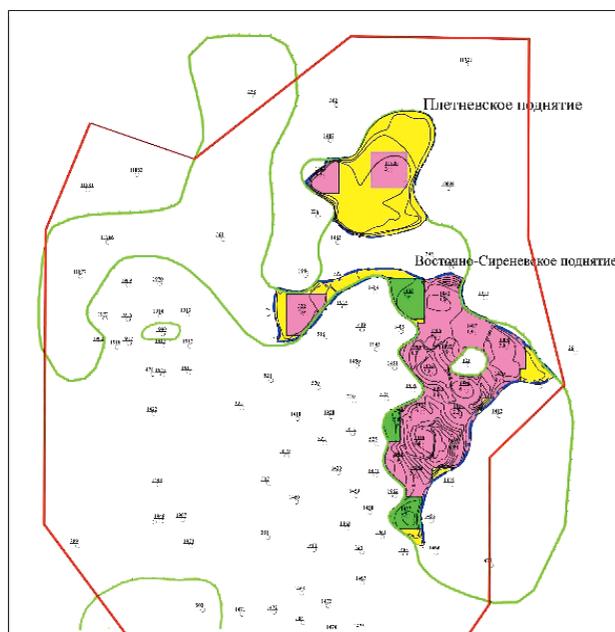
запасов по новой классификации и по системе PRMS, проведенное в соответствии с вероятностно-статистической оценкой, показывает значительную расходимость результатов и процедуры выделения категорий (Рис. 6). В целом, сопоставление по всем залежам бобриковского горизонта Сиреневского месторождения показало, что суммарные запасы рассматриваемого подсчетного объекта по сравнению с PRMS отличаются на + 24% (Табл. 2). Так, геологические запасы по категории А по отношению к смежным запасам по международной классификации (PDP и PDNP) отличаются на +17%. Запасы по категории В1, подсчитанные по отечественной классификации, значительно больше запасов PUD по PRMS (+55%).

В конечном итоге, при подсчете запасов УВ, используя разные методы, выходит неоднозначность в конечном результате запасов УВ. Другими словами, если производить оценку запасов различными методами, итоговая сумма геологических запасов по отечественной классификации, которая базируется на детерминированном методе, будет завышенной, в силу консервативного подхода к выделению категорий запасов и в неопределенном, неоднозначном подходе при усреднении подсчетных параметров формулы объемного метода.

Таким образом, различный подход в определении подсчетных параметров влияет на конечный результат оценки запасов, что вызывает значительное отличие в начальных



а) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонта Сиреневского месторождения (по КЗ РФ2013)



б) Карта эффективных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонта Сиреневского месторождения (по SPE-PRMS)



Рис. 6. Сопоставление категоричности запасов по отечественной классификации (а) и по PRMS (б).

Российская классификация 2013 г.		Классификация PRMS		Сопоставление запасов КЗ РФ 2013г. и PRMS, %
Категория запасов	Геологические запасы, тыс.т	Категория запасов	Геологические запасы, тыс.т.	
A	2766	PDP+PDNP	2282,4	+17%
B1	582	PUD	263,5	+55%
Всего	3348		2545,9	+24%

Табл. 2. Сопоставление результатов подсчета запасов нефти по отечественной классификации и SPE-PRMS бобриковского горизонта Сиреневского месторождения

геологических запасах рассматриваемого подсчетного объекта. Как показал анализ, для выделения категорий запасов по отечественной классификации, основой которой является формула объемного метода, характерно завышение запасов (ресурсов) относительно международных классификаций. По результатам проведенного в данной работе анализа, разница между детерминированным и вероятностно-статистическим методами двух рассматриваемых залежей составила 24%. Для рационального использования результатов подсчета запасов в инвестиционной деятельности нефтяной индустрии необходимо стандартизировать подход при формировании государственного баланса запасов, что поспособствует к сокращению времени и затрат при государственной экспертизе запасов.

Литература

- Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. 131 с.
 Найт Ф.Х. (2003). Риск, неопределенность и прибыль. Пер. с англ. М.Я. Каждана, науч. ред. В.Г. Гребенников. Москва: Дело, 359 с.
 Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов. (2007). Пер. с англ. Ю.Е. Агеева; ред. Б.Н. Аронштейн. Москва: Государственная комиссия по запасам РФ, 63 с.
 Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М. (2017). Применение литолого-фашиального анализа при построении геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения. *Экспозиция нефть газ*, 6(59), с. 11-15.

Kelliher C.F., Mahoney L.S. (2000). Using Monte Carlo simulation to improve long-term investment decision. *The Appraisal Journal*, 1, pp. 44-56.

Сведения об авторах

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, профессор, Главный геолог – заместитель генерального директора

ПАО «Татнефть»
 Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75

Альберт Феликсович Сафаров – заведующий лабораторией отдела поисковой и разведочной геологии
 Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»
 Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40

Алмаз Маратович Калимуллин – инженер отдела поисковой и разведочной геологии
 Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»
 Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
 E-mail: KalimullinAM@tatneft.ru

Анна Андреевна Дрягалкина – инженер отдела поисковой и разведочной геологии
 Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»
 Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40

Статья поступила в редакцию 27.07.2018;
 Принята к публикации 15.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the international classification SPE-PRMS

R.S. Khisamov¹, A.F. Safarov², A.M. Kalimullin^{2*}, A.A. Dryagalkina²

¹Tatneft PJSC, Almetьевsk, Russian Federation

²Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

*Corresponding author: Almaz M. Kalimullin, e-mail: KalimullinAM@tatneft.ru

Abstract. Today in the oil and gas industry there is a large number of different classifications of hydrocarbon reserves and resources, each of which has advantages and disadvantages. This work includes analysis, comparison, as well as the possibility of comparing the results obtained at first glance, seemingly, from completely different methods of assessment of hydrocarbon reserves and resources.

The purpose of the paper is to consider the features of calculating hydrocarbon reserves by different methods and to study the feasibility and appropriateness of applying the probabilistic method for reserves audit. The oil reserves were calculated by volumetric method based on the geological model of the deposit, constructed using the IRAP RMS

software package. The variability of the counting parameters was specified in the "Uncertainty" module, with the help of which it is possible to build a geological model with equiprobable realizations, having insufficient data on the main characteristics of the field.

When calculating the uncertainty, the variance by values was set for the following parameters: water-oil contact level, recalculation factor, porosity and water saturation coefficients. After computation and enumeration of possible implementations within the given parameters, the program generated the result in the form of three reserve values: P10 (probable), P50 (possible), P90 (proved). To compare the results of the reserves calculation, the resulting oil-

saturated thickness maps were used to trace the distribution of geological reserves.

Based on the conducted research, it was revealed that input data and a different approach to the construction of the 3D geological model influence the final result in the distribution of the reservoir and the main parameters in the volume method formula. For a correct figure of hydrocarbon reserves (resources), it is necessary to use a multivariate distribution of counting parameters in the geological space of the considered object.

Key words: risk, probability-statistical estimation, Monte Carlo method, classification of reserves and resources of oil and combustible gases (RF Reserves Classification-2013), reserves and resources management system of liquid, gaseous and solid hydrocarbons (SPE-PRMS), comparison of domestic and international reserves assessment classifications

Recommended citation: Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M., Dryagalkina A.A. (2018). Probabilistic-statistical estimation of reserves and resources according to the international classification SPE-PRMS. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 158-164. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.158-164>

References

- Kelliher C.F., Mahoney L.S. (2000). Using Monte Carlo simulation to improve long-term investment decision. *The Appraisal Journal*, 1, pp. 44-56.
- Khisamov R.S., Safarov A.F., Kalimullin A.M. (2017). Use of lithofacies analysis in geomodeling of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield. *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 6(59), pp. 11-15. (In Russ.)

Nait F.Kh. (2003). Risk, uncertainty and profit. Eng. transl. M.Ya. Kazhdan, ed. V.G. Grebennikov. Moscow: Delo, 359 p. (In Russ.)

Sistema upravleniya resursami i zapasami zhidkikh, gazoobraznykh i tverdykh uglevodorodov [Petroleum Resources Management System]. (2007). Eng. transl. Yu.E. Ageev, ed. B.N. Aronshtein. Moscow: State Commission on Reserves of the Russian Federation, 63 p. (In Russ.)

Zakrevsky K.E. Geological 3D modeling. 131 p.

About the Authors

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General and Chief Geologist Tatneft PJSC
Lenin st., 75, Almetyevsk, 423400, Russian Federation

Albert F. Safarov – Head of the Laboratory, Department of Prospecting Geology
Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
M.Djalil st., 40, Bugulma, 423326, Russian Federation

Almaz M. Kalimullin – Engineer, Department of Prospecting Geology
Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
M.Djalil st., 40, Bugulma, 423326, Russian Federation

Anna A. Dryagalkina – Engineer, Department of Prospecting Geology
Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
M.Djalil st., 40, Bugulma, 423326, Russian Federation

*Manuscript received 27 July 2018;
Accepted 15 August 2018;
Published 30 August 2018*

Некоторые аспекты моделирования при планировании и анализе разработки

*И.З. Муллагалин**, *Е.И. Хатмуллина*
ООО «Уфимский научно-технический центр», Уфа, Россия

Выработка решений, подбор технологий для обеспечения целевых уровней добычи и выработки запасов требуют надёжной основы для исследований – качественных данных и адекватных моделей, обладающих приемлемой прогностической способностью. При этом выбор подходов и инструментов для решения практических задач управления разработкой должен зависеть от особенностей сопутствующих процессов, определяющих требования к результату, ресурсным ограничениям, уровню сложности описания объекта управления и т.д.

Авторами статьи предлагается обзор опыта применения иерархии моделей в рамках технологической цепочки обоснования оперативных решений по подбору геолого-технических мероприятий. Применение разноуровневых моделей в рассматриваемом контексте позволяет получить надёжные оценки эффектов от мероприятий в условиях ограничений по срокам и трудозатратам, выделенным на решение задачи.

Ключевые слова: иерархия моделей, подбор геолого-технических мероприятий, управление разработкой месторождений, технологические цепочки обоснования решений, down scaling

Для цитирования: Муллагалин И.З., Хатмуллина Е.И. (2018). Некоторые аспекты моделирования при планировании и анализе разработки. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 165-167. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.165-167>

Процедуры подбора и обоснования геолого-технических мероприятий (ГТМ) требуют периодической актуализации, внесения изменений и оптимизации бизнес-процессов. Влияние внешних и внутренних факторов (ухудшение структуры запасов, старые активы, снижение эффективности капвложений и т.д.) побуждает искать более эффективные решения, как с точки зрения оптимизации затрат, так и с точки зрения получения рентабельного технологического эффекта. Период существенного прироста дополнительной добычи, полученного за счет проверенных временем решений, неизбежно заканчивается, и для поддержания уровней добычи на целевом уровне необходимо исследование и развитие новых возможностей. При этом проработка решений, особенно для «сложных» ГТМ (например, направленных на доизвлечение, выработку трудно извлекаемых запасов), требует времени; необходимо учитывать, что максимальный эффект от тиражирования технологии может быть получен только после проработки целого комплекса организационных, методических, технических вопросов.

Для оптимизации процесса внедрения новых технологий целесообразно применение так называемого упреждающего инженерного сопровождения, которое представляет собой:

- Формализацию процедур подбора новых технологий;
- Адаптацию и унификацию методического обеспечения процесса;
- Внесение релевантных изменений в бизнес-процессы;
- Разработку вспомогательных ИТ инструментов автоматизации;
- Процедуры переподготовки персонала и передачи знаний.

На рисунке 1 приведено схематичное отображение характерной длительности этапов инженерного сопровождения в сопоставлении с потенциальными эффектами, обеспеченными ГТМ различного уровня сложности.

Очевидно, что в качестве основы для исследований необходимы адекватные и надежные модели пласта для воспроизведения различных сценарных условий воздействия.

Рассмотрим несколько уровней управления процессом разработки месторождений, где требуется проведение численных экспериментов для получения обоснований принимаемых решений (Рис. 2).

Выбор и обоснование стратегии разработки месторождения. На этом этапе важно получить принципиальный ответ о потенциальной прибыльности от эксплуатации объекта, определить ключевые проектные решения. Этап характеризуется созданием концептуальных гидродинамических моделей, многовариантными расчетами, долгосрочными прогнозами.

Анализ текущего состояния объекта разработки. На этом этапе проводится контроль выполнения проектных решений, уточнение и накопление знаний об объекте. Этап характеризуется созданием и адаптацией оперативных моделей, отражающих ресурсное и энергетическое состояние объекта.

Оптимизация текущего состояния. На данном этапе выявляются проблемы, снижающие эффективность управления разработкой, и вырабатываются комплексные превентивные меры воздействия на пласт в виде программы мероприятий, ориентированной на достижение целевых показателей. Этап характеризуется созданием прогнозов потенциальных эффектов от воздействия для обоснования ГТМ.

Таким образом, в идеале, на различных уровнях управления разработкой должна быть создана иерархия моделей с разным уровнем детализации, обеспечивающая непротиворечивые и дополняющие друг друга

* Ответственный автор: Ильяс Захибович Муллагалин
E-mail: mail@ufntc.ru

© 2018 Коллектив авторов

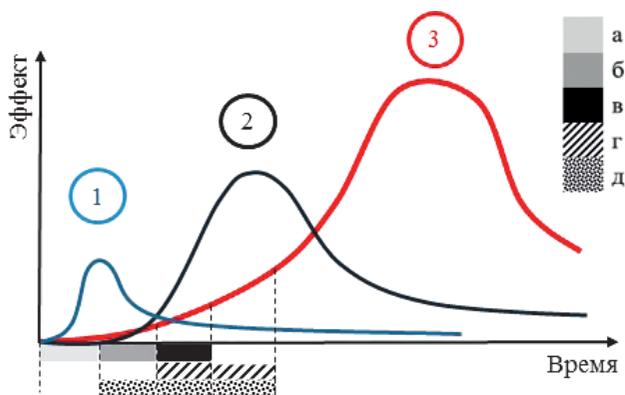


Рис. 1. Этапы инженерного сопровождения ГТМ различного уровня сложности. 1 – «Легкие» ГТМ по оптимизации технологического потенциала; 2 – ГТМ на увеличение индекса продуктивности скважин ГРП, приобщение; 3 – ГТМ на разработку недренируемых запасов ВНС, ЗБС. а – Выбор технологий, б – разработка методик, в – адаптация процессов, г – адаптация инструментов, д – подготовка персонала.



Рис. 2. Уровни и задачи управления разработкой. * Стратегический уровень управления. ** Оперативный уровень управления (мониторинг).

результаты моделирования.

К сожалению, ожидаемая ценность результатов моделирования в реальности может оказаться крайне низкой. На это существует ряд значимых, на наш взгляд, причин:

- сложность используемых моделей не соответствуют качеству входных данных: высокая неопределенность и большие погрешности в исходной информации неизбежно приводят к ошибочным оценкам;
- выбор методов, которыми решается задача, проводится без предварительной оценки временных и трудовых ресурсных затрат, а также без четкого представления о степени точности результата, которой будет достаточно для получения удовлетворительного ответа;
- существуют организационные пробелы во

взаимодействии служб, занимающихся непосредственно процессами моделирования (как правило, это выделенные проектные группы), со службами потенциальных конечных потребителей, заинтересованных в получении практического результата (это службы планирования разработки и управления добычей). Процесс моделирования происходит независимо и в отрыве от задач, связанных с практическими решениями по управлению разработкой.

Для того чтобы повысить результативность модельных экспериментов, на наш взгляд, необходимо:

- рассматривать модели как неотъемлемую часть цепочки анализа, обоснования и принятия решений;
- для каждой стадии анализа и выработки решений использовать адекватный класс моделей, который обеспечивает нужную точность результата при приемлемых временных затратах;
- обеспечение качества исходных данных должно быть обязательным этапом работ, в рамках которого создается надежная база для моделирования.

В таблице 1 приведен пример технологической цепочки обоснования мероприятий и предложен допустимый уровень детализации для моделей.

Эффективность подхода по использованию разноуровневых моделей реализуется на сегодняшний день в современных нефтяных и сервисных компаниях. Ряд примеров успешных кейсов опубликован в источниках (Шигапова, Нугаева, 2016; Хатмуллин и др., 1999, 2015; Программный комплекс «NGT Smart»..., 2010; Костригин и др., 2009, 2010; Хасанов и др., 2009; Хатмуллина и др., 2014; Загуренко и др., 2013).

На основе анализа положительного опыта использования данного подхода можно сделать вывод о жизнеспособности практики применения разноуровневых моделей в контексте бизнес-процессов принятия решений в области планирования и анализа разработки. При этом принцип «down scaling» (поэтапное наращивание сложности моделей по мере проверки адекватности результатов, полученных на более простых моделях) во многих случаях позволяет сократить трудозатраты на создание и поддержание полномасштабных 3D моделей. Тиражирование и адаптация подхода по использованию иерархии моделей в различных технологических цепочках позволит, на наш взгляд

- наладить процессы верификации (согласования) данных для создания надежной основы принятия решений
- оптимизировать процесс принятия управленческих решений в области нефтедобычи: повысить надежность получаемых оценок при снижении затраты на проработку решения.

1	Сбор и анализ данных	Проверка согласованности данных	0-2D
2	Анализ текущего состояния объекта	Создание актуального представления о текущем энергетическом и ресурсном состоянии пласта	2D модели Интегральные 3D
3	Диагностика проблем		
4	Выработка решений	Прогнозирование эффектов от мероприятий	Детальные 3D
5	Накопление опыта	Ретроспективный анализ, работа над ошибками	Иерархия моделей

Табл. 1. Технологическая цепочка обоснования оперативных мероприятий

Литература

Загуренко Т.Г., Хатмуллина Е.И., Хамитов А.Т., Хатмуллин И.Ф. (2013). Технология решения типовых задач по оптимизации заводнения. *Техническая конференция SPE «Оптимизация заводнения на зрелых месторождениях»*, Тюмень.

Костригин И.В., Хатмуллин И.Ф., Хатмуллина Е.И. (2010). Адаптивная технология управления процессами заводнения. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*, Москва. DOI:10.2118/138055-RU

Костригин И.В., Хатмуллин И.Ф., Хатмуллина Е.И., Загуренко Т.Г. (2009). Экспресс-метод оценки энергетического и ресурсного потенциала нефтяных залежей в процессе заводнения. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 39-41.

Программный комплекс «NGT Smart» (2010). Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. № 2010614274.

Хатмуллин И.Ф., Хасанов М.М., Хамитов И.Г., Галеев Р.М. (1999). Способ контроля за разработкой нефтяных залежей с помощью карт остаточных нефтенасыщенных толщин. *Патент РФ*.

Хасанов М.М., Костригин И.В., Хатмуллин И.Ф., Хатмуллина Е.И. (2009). Учет данных по проведению текущих ремонтов скважин для оценки энергетического состояния пласта. *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 52-56.

Хатмуллин И.Ф., Хатмуллина Е.И., Хамитов А.Т., Гималетдинов Р.А., Мезиков С.Е. (2015). Идентификация слабо выработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 74-79.

Хатмуллина Е.И., Хамитов А.Т., Загуренко Т.Г., Хатмуллин И.Ф.,

Муллагалин И.З. (2014). Прикладное использование оперативных гидродинамических моделей в бизнес-процессах планирования и обоснования геолого-технических мероприятий. *Техническая конференция SPE «Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей»*, Москва.

Шигапова Д.Ю., Нугаева А.Н. (2016). Как получить эффективность прогноза ГС/ЗБС более 90% на зрелых месторождениях. *Техническая конференция SPE/EAGE «Моделирование в действии: синергия практики и теории»*, Москва.

Сведения об авторах

Ильяс Захибович Муллагалин – директор
ООО «Уфимский научно-технический центр»
Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, 59
E-mail: mail@ufntc.ru

Елена Ильдусовна Хатмуллина – Заместитель руководителя департамента ИТ по внедрению и сопровождению ПО
ООО «Уфимский научно-технический центр»
Россия, 450076, Уфа, ул. Аксакова, 59

Статья поступила в редакцию 30.07.2018;

Принята к публикации 17.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Some aspects of modeling in the planning and analysis of development

I.Z. Mullagalin*, E.I. Khatmullina

Ufa Science and Technology Center LLC, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Ilyas Z. Mullagalin, e-mail: mail@ufntc.ru

Abstract. The development of solutions, the selection of technologies to ensure the target levels of production and recovery of reserves require a reliable basis for research - qualitative data and adequate models that have acceptable predictive power. At the same time, the choice of approaches and tools for solving practical problems of development management should depend on the characteristics of the associated processes that determine the requirements for the result, resource constraints, the complexity of the description of the control object, and so on.

The authors of the article offer a review of the experience of applying the hierarchy of models within the technological chain of substantiation of operational decisions on the selection of geological and technical measures. The use of different-level models in the context under consideration makes it possible to obtain reliable estimates of the effects of activities in conditions of time-bound and labor-intensive constraints allocated to the solution of the problem.

Keywords: model hierarchy, selection of geological and technical measures, management of field development, technological decision support chains, down scaling

Recommended citation: Mullagalin I.Z., Khatmullina E.I. (2018). Some aspects of modeling in the planning and analysis of development. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 165-167. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.165-167>

References

Khatmullin I.F., Khasanov M.M., Khamitov I.G., Galeev R.M. (1999). Oil deposit development control method using residual oil-saturated thickness maps. *Patent RF*. (In Russ.)

Khasanov M.M., Kostrigin I.V., Khatmullin I.F., Khatmullina E.I. (2009). The accounting of data on carrying out of operating repairs in wells for an estimation of a energy state of a layer. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 11, pp. 52-56 (In Russ.)

Khatmullin I.F., Khatmullina E.I., Khamitov A.T., Gimaletdinov R.A., Mezikov S.E. (2015). Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 1, pp. 74-79 (In Russ.)

Khatmullina E.I., Khamitov A.T., Zagurenko T.G., Khatmullin I.F., Mullagalin I.Z. Applied use of operational hydrodynamic models in business planning processes and substantiation of geological and technical measures. *Tekhnicheskaya konferentsiya SPE «Vzaimodeistvie geologicheskoi i gidrodinamicheskoi modelei»* [SPE Technical Conference «Interaction of Geological and Hydrodynamic Models»], Moscow. (In Russ.)

Kostrigin, I., Khatmullin, I., & Khatmullina, E. (2010, January 1). Adaptive Technology for Waterflood Management (Russian). *Society of Petroleum Engineers*. DOI: 10.2118/138055-RU

Kostrigin I.V., Khatmullin I.F., Khatmullina E.I., Zagurenko T.G. (2009). Rapid evaluation of the waterflooded reservoir energy and production potential forecasting. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 11, pp. 39-41. (In Russ.)

Programmyi kompleks «NGT Smart» [«NGT Smart» software package] (2010). Certificate of computer program registration, No.2010614274. (In Russ.)

Shigapova D.Yu., Nugaeva A.N. (2016). How to get the effectiveness of the forecast of HS/WBC more than 90% in mature fields. *Tekhnicheskaya konferentsiya SPE/EAGE «Modelirovanie v deistvii: sinergiya praktiki i teorii»* [SPE/EAGE Technical Conference «Modeling in Action: Synergy of Practice and Theory»], Moscow. (In Russ.)

Zagurenko T.G., Khatmullina E.I., Khamitov A.T., Khatmullin I.F. (2013). The technology of solving typical tasks to optimize waterflooding. *Tekhnicheskaya konferentsiya SPE «Optimizatsiya zavodneniya na zrelykh mestorozhdeniyakh»* [SPE Technical Conference «Optimization of waterflooding at mature fields»], Tyumen. (In Russ.)

About the Authors

Ilyas Z. Mullagalin – Director
Ufa Science and Technology Center LLC
Aksakov st., 59, Ufa, 450076, Russian Federation

Elena I. Khatmullina – Deputy Head of IT Department for Software Implementation and Maintenance
Ufa Science and Technology Center LLC
Aksakov st., 59, Ufa, 450076, Russian Federation

Manuscript received 30 June 2018;

Accepted 17 August 2018; Published 30 August 2018

Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных залежей на примере месторождения ближневосточного региона

Р.А. Растегаев*, В.В. Морозов, С.И. Мельников, С.А. Идрисова, С.В. Мильчаков
ООО «Газпромнефть-НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

При работе с карбонатными залежами учет геологических особенностей их строения необходим для понимания изменения динамических свойств пласта при начале разработки и помогает реализовать максимально эффективную стратегию – от выбора типа скважин и до выделения перспективных зон бурения. В данной работе представлен алгоритм выявления основных геологических факторов, оказывающих существенное влияние на подходы к разработке месторождения и уверенность в прогнозировании добычи. Рассмотрен пример подхода компании ООО «Газпромнефть-НТЦ» к изучению и прогнозированию свойств на примере одного из месторождений Ближнего Востока. Данный подход к моделированию сложнопостроенного карбонатного месторождения позволил получить концептуальную геолого-гидродинамическую модель месторождения. Созданная динамическая модель увеличивает точность прогноза продуктивности новых скважин и подтверждает высокие прогностические способности по итогам бурения.

Ключевые слова: геологический концепт, продуктивность скважин, карбонаты, Мауддуд, Загрос

Для цитирования: Растегаев Р.А., Морозов В.В., Мельников С.И., Идрисова С.А., Мильчаков С.В. (2018). Концептуальное геологическое моделирование как основа разработки карбонатных залежей на примере месторождения ближневосточного региона. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 168-171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.168-171>

Введение

Задача прогнозирования продуктивности скважин в карбонатных коллекторах всегда связана с высокими неопределенностями из-за влияния множества факторов на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород как во время седиментации, так и при последующих вторичных преобразованиях структуры пустотного пространства пород.

В работе рассмотрен пример подхода компании ООО «Газпромнефть-НТЦ» к изучению и прогнозированию свойств на примере одного из месторождений Ближнего Востока. Основным продуктивным объектом является формация Мауддуд верхне-мелового возраста, в пределах данной формации выделяется 8 пластов (А,В,С,Д,Е,Г,Н) (Saad Z. Jassim, Jeremy C. Goff, 2006).

Отложения верхних пластов рассматриваемого объекта (А,В,С) выдержаны по площади, имеют низкую изменчивость ФЕС, что позволяет качественно прогнозировать толщины и свойства пород. Средняя ошибка прогнозных толщин не превышает 4%. Нижняя часть формации (Д,Е,Г) напротив демонстрирует высокую неоднородность и изменчивость ФЕС по площади и по вертикали, что влечет за собой необходимость фациального и/или кластерного анализа с целью повышения качества прогноза.

Целью данной работы являлось создание фактологической основы для уверенного прогнозирования продуктивности новых скважин.

Соответственно решались следующие задачи:

- выявление основных драйверов проводимости породы для каждого из пластов формации;
- создание концепта геологии;
- подбор способа прогнозирования распространения свойств по латерали в соответствии с ним.

В Газпромнефть НТЦ разработан и успешно применяется стандартизированный алгоритм работы с карбонатными коллекторами при анализе данных. Он включает в себя анализ петрографических исследований, работу с керновыми данными, интерпретацией СРР и, как итог, создание концептуальной геологической модели (Идрисова и др., 2018).

Анализ петрографии включает в себя оценку генетических причин формирования пустотного пространства, численное определение степени влияния вторичных процессов на свойства породы. Использование данного подхода в нашем случае было осложнено рядом ограничений в исходных данных – вторичные процессы, проявленные в породе, описаны на качественном уровне, количественная оценка отсутствует.

Стоит отметить и малое количество образцов керна не из ключевых пластов; наиболее полно представлены пласты В (145 образцов) и Д (510 образцов). Всего керн отобран в трех скважинах, общей проходкой ≈148 м при мощности пласта ~400 м.

Литологическое исследование керна.

Оценка роли вторичных преобразований

Поровое пространство представлено как межзерновой, так и внутризерновой пористостью, отмечается наличие микротрещин и кристаллов доломита (Рис. 1).

* Ответственный автор: Роман Александрович Растегаев
E-mail: Rastegaev.RA@gazpromneft-ntc.ru

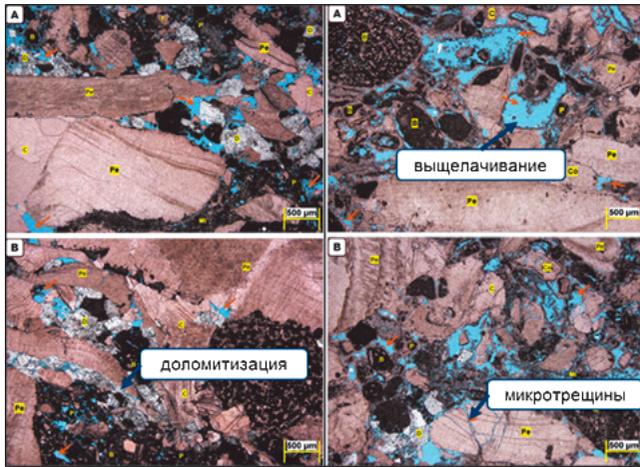


Рис. 1. Примеры шлифов

С целью оценки влияния структурных (седиментационных) признаков породы на ФЕС выполнено сопоставление количества «зерен» в шлифах с замерами коэффициента пористости на цилиндрических образцах, отобранных в тех же точках, что и шлифы (Рис. 2). Наблюдается тренд увеличения коэффициента пористости породы при увеличении соотношения зерна/цемента. Соответственно, восстановление обстановки осадконакопления для рассматриваемого участка подразумевает понимание наиболее вероятного тренда распространения свойств по площади.

Для некоторых образцов на приведенных графиках наблюдается отклонение от выделенного тренда. Основной причиной является проявление вторичных процессов в породе. Ввиду отсутствия количественного определения степени их проявленности, были сделаны выводы на качественном уровне.

При визуальном исследовании шлифов пласта D наиболее ярко проявлены процессы доломитизации и выщелачивания породы. Если первый оказал отрицательное

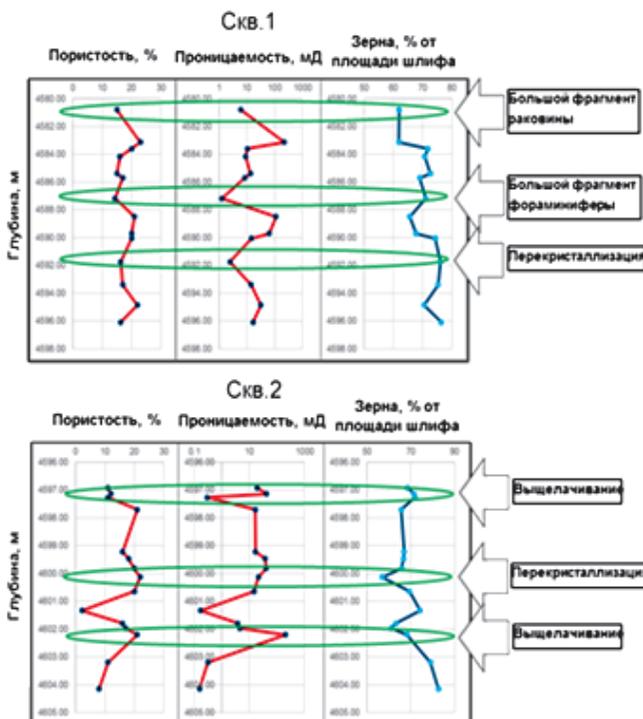


Рис. 2. Связь первичных седиментационных признаков пород с их пористостью

влияние на ФЕС, то выщелачивание повлияло в плюс.

Вторичные преобразования вероятно проходили в породах с уже хорошими ФЕС и за счет выщелачивания, улучшая качество порового пространства. В зонах с изначально низкими ФЕС проникновение раствора было затруднено, и в таких породах вторичные преобразования не оказали столь серьезного влияния.

Создание концептуальной геологической модели месторождения

Исходя из общего описания керна, а также выводов по данным петрографического анализа восстановлена обстановка осадконакопления – карбонатный рамп, с рудистовыми постройками в его пределах (Рис. 3).

В соответствии с принятой концепцией выполнена корреляция выделенных пластов по скважинам (Рис. 4).

По данным анализа сейсмических данных (спектральная декомпозиция, рис. 5А) выделяются зоны развития аномалий. Исходя из выводов о концептуальном строении пластов, данные аномалии вероятнее всего являются зонами роста органических построек (рудистовые рифы), которые отличаются повышенными фильтрационными свойствами.

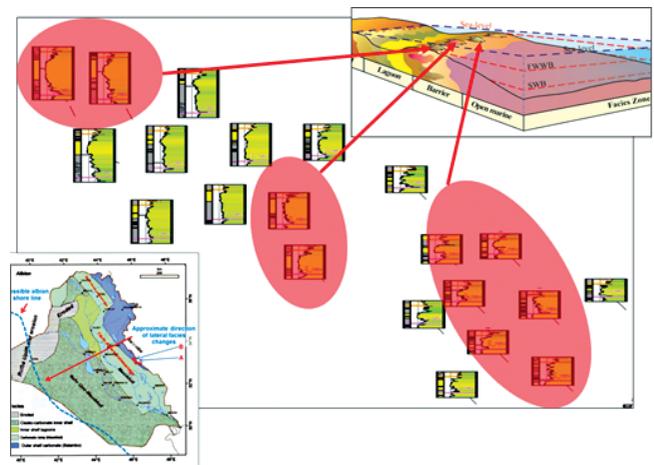


Рис. 3. Концепт геологического строения месторождения (цветом выделены области потенциального роста органических построек)

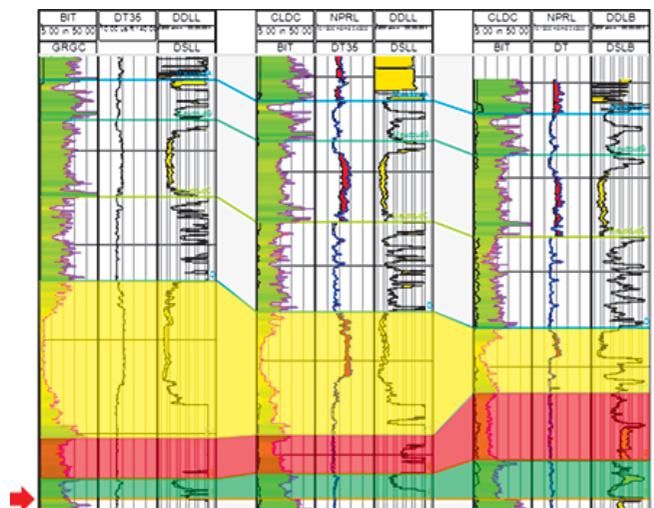


Рис. 4. Пример схемы корреляции пластов (в крест простиранья)

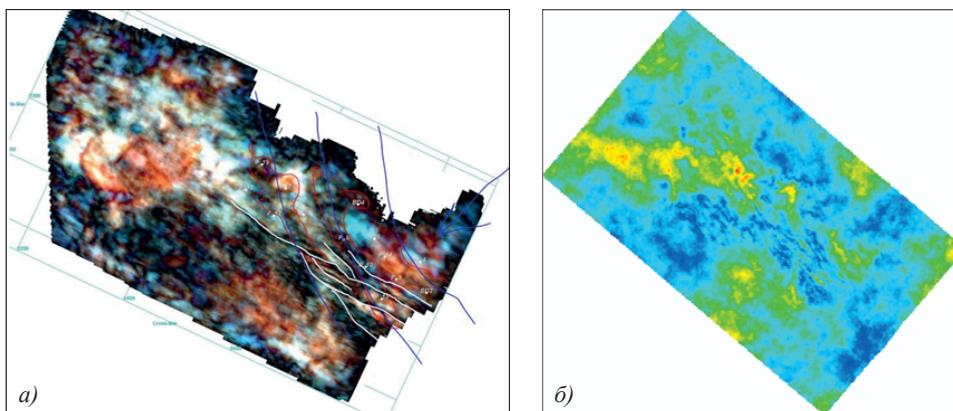


Рис. 5. Спектральная декомпозиция

Анализ гидродинамических и промыслово-геофизических исследований показал значительное различие фильтрационных свойств по разрезу. Пласты А,В,С (верхняя часть разреза) выдержаны по разрезу, однако имеют проницаемость в несколько раз ниже, чем пласты D и E, что возможно связано с меньшим влиянием процесса выщелачивания на породу. Комплексный анализ всех типов данных (кern, ГИС, ГДИС, ПГИ) также показал, что естественная трещиноватость выражена слабо и не оказывает существенного влияния на продуктивные характеристики.

Результаты проведенной аналитической работы использованы при создании геологической модели месторождения, которая затем была передана для динамического моделирования.

В ходе анализа сейсмических данных установлена зависимость между зонами развития кавернозности в породе (подтверждается скважинными данными) и картой атрибута максимальных амплитуд (Рис. 5Б). Данная карта использована в качестве тренда при распределении поля проницаемости в межскважинном пространстве (Рис. 6). Использованный подход позволил получить хорошее совмещение фактических и модельных параметров динамической модели и не требовал применения дополнительных настроек (множителей проницаемости, продуктивности и др.).

Выводы

Кроссфункциональный подход к моделированию сложностроенного карбонатного месторождения позволил получить концептуальную геолого-гидродинамическую модель месторождения.

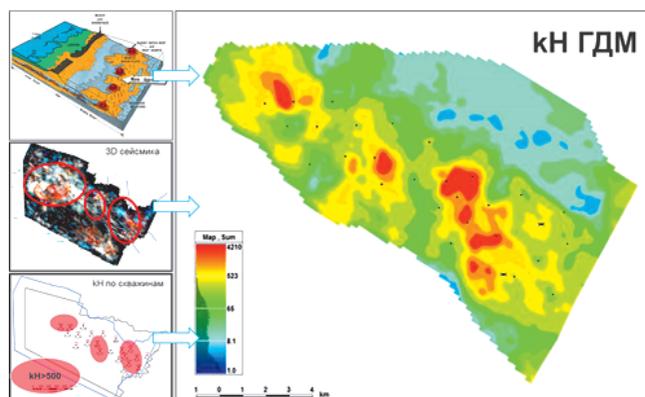


Рис. 6. Итоговая карта проводимости пласта (кН – динамическая модель)

Созданная динамическая модель увеличила точность прогноза продуктивности новых скважин и подтвердила высокие прогностические способности по итогам бурения.

Полученные наработки рекомендуются к тиражированию при моделировании других карбонатных объектов Компании.

Литература

Идрисова С.А., Тугарова М.А., Стремичев Е.В., Белозеров Б.В. (2018). Цифровой kern. Комплексирование данных петрографических исследований карбонатных пород с результатами изучения керн. Санкт-Петербург, «ПРОНефть», 36 с.

Saad Z. Jassim and Jeremy C. Goff. (2006). Geology of Iraq. Dolin, Prague and Moravian Museum, Brno, 344 p.

Сведения об авторах

Роман Александрович Растегаев – главный специалист, отдел сопровождения международных проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Виктор Викторович Морозов – начальник департамента, Департамент геологической поддержки проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Сергей Игоревич Мельников – канд. тех. наук, начальник отдела, отдел сопровождения международных проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Светлана Айратовна Идрисова – главный специалист, отдел сопровождения международных проектов
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Сергей Васильевич Мильчаков – главный специалист, отдел перспективных МУН
ООО «Газпромнефть НТЦ»
Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79, литер Д

Статья поступила в редакцию 30.07.2018;

Принята к публикации 15.08.2018;

Опубликована 30.08.2018

Conceptual geological modeling as a basis for the development of carbonate deposits in the Middle East region

R.A. Rastegaev*, V.V. Morozov, S.I. Melnikov, S.A. Idrisova, S.V. Milchakov

Gazprom Neft Science and Technology Center, St. Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Roman A. Rastegaev, e-mail: Rastegaev.RA@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. When working with carbonate deposits, taking into account the geological features of their structure is necessary to understand the change in the dynamic properties of the formation at the beginning of the development. It helps to implement the most effective strategy from the selection of well types and to the identification of promising drilling zones. In this paper, an algorithm is presented to identify the main geological factors that have a significant influence on the approaches to field development and the confidence in production forecasting. An example is considered of the approach of LLC Gazpromneft-NTC to the study and prediction of properties by the example of one of the Middle East fields. This approach to modeling a complex carbonate field made it possible to obtain a conceptual geological and hydrodynamic model of the field. The created dynamic model increases the accuracy of the prognosis of the productivity of new wells and confirms high prognostic abilities following the results of drilling.

Keywords: geological concept, well productivity, carbonates, Maaddud, Zagros

Recommended citation: Rastegaev R.A., Morozov V.V., Melnikov S.I., Idrisova S.A., Milchakov S.V. (2018). Conceptual geological modeling as a basis for the development of carbonate deposits in the Middle East region. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 168-171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.168-171>

References

- Idrisova S.A., Tugarova M.A., Stremichev E.V., Belozerov B.V. (2018). Digital core. Compilation of petrographic data of carbonate rocks with the results of core analysis. Saint-Petersburg: PRONeft, 36 p. (In Russ.)
- Saad Z. Jassim and Jeremy C. Goff. (2006). *Geology of Iraq*. Dolin, Prague and Moravian Museum, Brno, 344 p.

About the Authors

Roman A. Rastegaev – Chief Specialist, International Projects Support Division
Gazprom Neft Science and Technology Center
Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Viktor V. Morozov – Head of Department, Department of Geological Project Support
Gazprom Neft Science and Technology Center
Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Sergey I. Melnikov – PhD (Engineering), Head of division, International Projects Support Division
Gazprom Neft Science and Technology Center
Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Svetlana A. Idrisova – Chief Specialist, International Projects Support Division
Gazprom Neft Science and Technology Center
Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Sergey V. Milchakov – Chief Specialist, Division of Advanced EOR
Gazprom Neft Science and Technology Center
Moika River emb., 75-79 liter D, St. Petersburg, 190000, Russian Federation

Manuscript received 30 July 2018;

Accepted 15 August 2018;

Published 30 August 2018

Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации

Д.В. Булыгин^{1*}, А.Н. Николаев¹, А.В. Елесин²

¹ООО «Актуальные технологии», Казань, Россия

²Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

Рассматривается вопрос об особенностях проявления механизма действия водоизоляционных составов на поздней стадии разработки в различных по геологической неоднородности зонах пласта. Показано, что на процесс фильтрации нагнетаемой воды влияют техногенные каналы, которые изменяют структуру потоков и распределение подвижных запасов нефти. Предложен метод расчётов, позволяющий учесть образование каналов и определить их влияние на эффективность потокоотклоняющих технологий. Для расчета давления в каждой точке залежи используется поле гидропроводности, которое определяется из решения обратной коэффициентной задачи.

Ключевые слова: техногенные каналы обводнения, ячейки заводнения, фиксированный метод трубок тока, краткосрочный прогноз, водоизолирующий состав, фильтрационные потоки, дополнительная добыча нефти, идентификация гидропроводности

Для цитирования: Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Елесин А.В. (2018). Гидродинамическая оценка эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях образования техногенных каналов фильтрации. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 172-177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>

Несмотря на широкое внедрение потокоотклоняющих технологий (ПТ) в практику нефтедобычи вопрос о механизме действия их в промысловых условиях остаётся не до конца изученным. Во многом это обусловлено отсутствием методики выявления и анализа наиболее значимых факторов, влияющих на получение дополнительной добычи нефти. В статье, предлагается технологический процесс, основанный на использовании готовых 3D геологической и фильтрационной моделей. Использовались также данные по геологии, разработке, геолого-техническим мероприятиям и ГДИС (гидродинамическим исследованиям скважин), сохранённые в виде базы данных (Насибулин и др., 2017). Было предложено дополнительно строить модель текущего энергетического состояния с идентификацией гидропроводности пласта и модель трубок тока (Шелепов и др., 2017; Баушин и др., 2017), в которые была введена возможность работы с техногенными каналами и их закупорки водоизолирующими составами.

Анализ эффективности закачки водоизолирующих материалов в нагнетательную скважину, расположенную в центре элемента заводнения позволяет получить неравномерное распределение дополнительной добычи нефти по добывающим скважинам. Распределение дополнительной добычи, как правило, выглядят следующим образом. Примерно половина скважин показывают увеличение добычи нефти. Оставшиеся скважины дают незначительный отрицательный результат. При этом всегда есть скважины, не давшие реакцию на применение технологии. Эффект наблюдается уже на следующий месяц после проведения

мероприятия и длится в пределах 4-6 месяцев. Налицо действие принципа Коха 80/20, согласно которому лишь 20% скважин дают экономический эффект и позволяют покрыть убытки на соседних скважинах. Такой характер проявления эффекта может быть объяснён влиянием техногенных процессов, связанных с нагнетанием большого количества вод различного гидрохимического состава. В результате в пласте происходит вымывание минеральных компонентов продуктивного пласта и механический вынос слабосцементированных твёрдых частиц. Например, в верхнеюрских полимиктовых коллекторах, взятого для анализа месторождения содержание карбонатного материала в среднем колебалась в пределах 10-15%. Разрушение карбонатного цемента под действием нагнетания воды при высоких перепадах давления приводит к образованию трубчатых каналов с высокой проводимостью. Наличие в разрезе суперколлекторов с проницаемостью до 10 Д, ещё в большей степени способствует увеличению геологической неоднородности. В процессе разработки между нагнетательными и добывающими скважинами образуются новые каналы, совпадающие с направлением трубок тока, имеющих минимальные размеры и максимальную скорость фильтрации. На рис. 1 приведён пример изменения накопленного водонефтяного фактора (ВНФ) по одному из участков заводнения, включающего пять реагирующих скважин. По одной из скважин наблюдается резкое увеличение ВНФ до 24, в то время как по соседним скважинам это отношение не превышает 3-6. Аналогичный характер обводнения скважин прослеживается и по другим участкам, что указывает на наличие широкой сети техногенных каналов фильтрации между нагнетательными и добывающими скважинами.

Наличие каналов фильтрации воды отмечается и по отдельным нагнетательным скважинам. Так, по данным

* Ответственный автор: Дмитрий Владимирович Булыгин
E-mail: buligindv1952@mail.ru

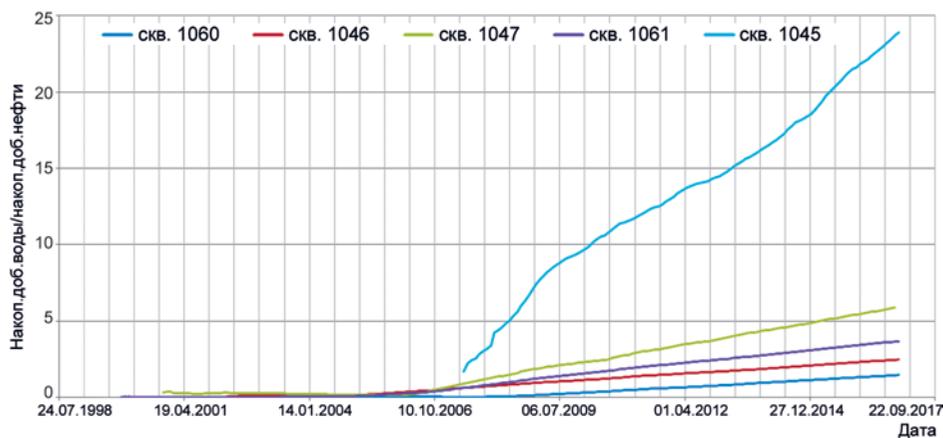


Рис. 1. График накопленного водонефтяного фактора, показывающий скважину с наличием техногенного канала фильтрации

ГДИС, более 50% скважин месторождений, приуроченных к полимиктовым коллекторам, характеризуются радиальной фильтрацией с присутствием трещины. На наличие канала фильтрации указывает также факт увеличения в несколько раз текущей приёмности относительно первоначальной.

Использование полномасштабных 3D моделей для оценки эффективности потокоотклоняющих технологий представляет интерес только с математической точки зрения. В них используются значения проницаемости по геофизическим данным, имеющие низкую достоверность. Кроме того, из-за особенностей методов расчёта проявляется радиальный характер движения воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Расчётное снижение обводнённости от закачки водоизоляционных материалов, как правило, наблюдается лишь спустя 2-2.5 года, что противоречит практическим результатам. Полномасштабные модели не учитывают факта наличия техногенных каналов фильтрации и не содержат сведений об их положении в разрезе, вскрытом скважиной. 3D модели не содержат аппарата, позволяющего блокирование промытых заводнением каналов с помощью закачки водоизоляционных материалов. Поэтому на поздней стадии разработки требуется новый метод расчётов, ориентированный на текущие параметры пластов, которые претерпели значительные изменения первоначальных свойств, вследствие громадных объёмов закачиваемой воды.

Расчёты показывают, что при переходе с 3D полномасштабной модели на укрупнённую сетку для различных вариантов апскейлинга величина геологических и подвижных запасов нефти сохраняется, а осреднения погрешность геологических запасов находится в пределах 2%. При переходе на укрупнённую сетку сохраняется также динамика показателей разработки. Согласно принятому порядку приёма и экспертизы моделей, трёхмерная модель используется как геологическая основа для гидродинамического моделирования. При этом, требуется, чтобы она соответствовала подсчёту запасов, выполненному согласно действующей инструкции ГКЗ по двумерным моделям. По этой причине для многих залежей необходимость в применении мелких 3D сеток отпадает.

Энергетический режим залежи зависит от природных условий и созданной системы заводнения и является «двигателем», определяющим весь процесс разработки. Применительно к отдельным участкам, являющимся

потенциальными объектами для применения методов повышения нефтеотдачи, энергетический режим определяет преобладающее направление потоков, перетоки через границы участков, активность законтурной области и подошвенных вод и характер взаимодействия скважин. При изменении давления изменяется направление движения жидкости. Кроме этого, энергетический режим определяет также характер взаимодействия зоны отбора с газовой шапкой. Поэтому по участкам большое внимание нужно уделять выявлению взаимосвязи между отбором, пластовым давлением, характером обводнения отдельных скважин и наличием уходов воды за контур нефтеносности. Если повышается давление, то изменяются потоки, изменяется нефтенасыщенность. При анализе энергетического состояния пласта увязывается между собой прежде всего дебиты, давления и техническое состояние скважин.

Расчёт поля давления осуществлялся по уравнению однофазной двумерной стационарной фильтрации жидкости, которое можно записать в следующем виде:

$$\nabla(\varepsilon \nabla p) = q$$

где $\varepsilon = kh/\mu$ – коэффициент гидропроводности, k – проницаемость, h – толщина пласта, μ – вязкость жидкости, p – давление, q – интенсивность источников и стоков. Граничные значения во внешней области задавались в пределах внешнего контура нефтеносности, а также с учётом, что граница залежи может быть ограниченной линиями тектонических нарушений, внутренним контуром газовой шапки, линии замещения или выклинивания коллекторов.

Если рассматривать нефтяную залежь в целом, то энергетический режим участка является не только одной из основных характеристик процесса разработки, но и определяющим фактором эффективности потокоотклоняющих технологий. В этой связи, для согласования промысловых параметров на заданную дату расчёта в работе (Булыгин др., 2001) предложено применять схему расчётов с идентификацией поля гидропроводности пласта.

Идентификация поля гидропроводности. Для восстановления давления в каждой точке залежи необходимо знать поле гидропроводности. Одним из способов определения поля гидропроводности является решение обратной коэффициентной задачи (задачи идентификации).

Различные методы решения задачи идентификации параметров пласта можно разделить на явные методы и

невные методы. В дальнейшем рассматривается задача идентификации невязным методом (Елесин и др., 2018), когда оценка неизвестных параметров итерационно улучшается так, чтобы значения давления, полученные при решении прямой задачи, совпадали с известными замерами давления. В этом случае требуется многократное решение прямой задачи с различными значениями идентифицируемых параметров.

Суть метода заключается в минимизации функции невязки J , являющейся суммой квадратов разностей между измеренными значениями давления $p^* = \{p_j^*\}_{j=1}^M$, характеризующими состояние пласта, и значениями давления $p = \{p_j(K)\}_{j=1}^M$, вычисленными с использованием математической модели:

$$J = J(K) = \frac{1}{2} r^T r,$$

где $K = \{\ln k_i\}_{i=1}^N$ – логарифмы идентифицируемых значений параметров, $r = (p_1 - p_1^*, \dots, p_M - p_M^*)^T$ – вектор невязки, M – число замеров давления, N – число идентифицируемых параметров.

Минимизация функции невязки проводится итерационными методами, в основе которых лежит построение последовательных приближений неизвестных параметров

$$K^{n+1} = K^n + \Delta K^n, \quad n = 1, 2, \dots$$

таких, что $J(K^{n+1}) < J(K^n)$, где n – номер итерации, ΔK^n – приращения параметров. Для остановки итерационного процесса используются два критерия:

1) Достижение заданной точности ε по замерам давления

$$\Delta p^m = \max_{j=1, M} |p_j(K^n) - p_j^*| < \varepsilon.$$

2) Медленная скорость сходимости итерационного процесса

$$J(K^n) - J(K^{n+1}) < 0.01 J(K^n)$$

в течение 10 итераций.

Различные алгоритмы определения приращений параметров ΔK^n приводят к различным методам минимизации. Эти алгоритмы можно разбить на три группы: методы прямого поиска, градиентные методы, различные модификации метода Гаусса-Ньютона.

В алгоритмах прямого поиска процесс минимизации строится только по значениям функции, полученным при различных значениях идентифицируемых параметров. Как правило, методы прямого поиска обладают низкой скоростью сходимости и редко используются в задачах идентификации.

При построении градиентных методов на каждой итерации необходимо вычислять производные функции по отношению к искомым параметрам. Широко используются в задачах идентификации являются методы наискорейшего спуска и сопряженных градиентов. В методе наискорейшего спуска для построения последовательных приближений неизвестных параметров K^n используется

градиент функции невязки:

$$g = \text{grad} J(K) = \left\{ \frac{\partial J}{\partial K_i} \right\}_{i=1}^N$$

(вектор чувствительности функции невязки относительно параметров). На каждой итерации новые значения параметров вычисляются по формуле:

$$K^{n+1} = K^n - \rho^n g^n,$$

где ρ^n – величина шага, определяемая из условия минимума функции:

$$J_\rho(\rho^n) = J(K^n - \rho^n g^n).$$

Для нахождения минимума функции J_ρ могут быть использованы различные методы одномерной минимизации.

В основе различных модификаций метода Гаусса-Ньютона лежит аппроксимация $H = AA^T$ матрицы Гессе функции невязки, где A – матрица чувствительности:

$$A = \begin{pmatrix} \frac{\partial p_1}{\partial K_1} & \dots & \frac{\partial p_M}{\partial K_1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial p_1}{\partial K_N} & \dots & \frac{\partial p_M}{\partial K_N} \end{pmatrix}.$$

Одной из модификаций метода Гаусса-Ньютона, широко используемой в задачах идентификации, является метод Левенберга-Марквардта. Вектор отклонений в методе Левенберга-Марквардта приближается либо к направлению вектора градиента функции невязки, либо к вектору отклонений Гаусса-Ньютона. Алгоритм метода Левенберга-Марквардта записывается в виде:

$$K^{n+1} = K^n - (H + \mu^n E)^{-1} g, \quad \mu^{n+1} = \mu^n / 2,$$

где μ^n – параметр Марквардта, E – единичная матрица. На каждой итерации при нарушении условия:

$$J(K^n - (H + \mu^n E)^{-1} g) < J(K^n)$$

коэффициент μ^n увеличивается в два раза до тех пор, пока данное условие не выполнится. Начальное значение параметра μ^0 берется на порядок больше максимального сингулярного числа матрицы H .

Считается что решение задачи идентификации получено, если достигнута заданная точность по замерам давления.

В условиях численной реализации по геолого-промысловым данным реальных объектов алгоритм идентификации должен учитывать и сохранять неоднородность поля гидропроводности, обусловленную наличием тектонических нарушений, линий выклинивания и замещения коллекторов.

Анализ результатов гидродинамических расчётов в сочетании с изучением характера обводнения скважин и состояния энергетического режима участков залежи показал наличие каналов между нагнетательной и добывающей скважинами. На незамкнутых ячейках девятиточечной системы, заводнения расположенных на границе с внешним контуром нефтеносности, могут образовываться каналы, контролирующие отток воды за пределы залежи (Рис. 2).

На участках, приуроченных к водонефтяной зоне,

имеющих контакт с подошвенными и контурными водами, характер движения жидкости может быть существенно иным, чем в центральной части залежи.

Часть ячеек заводнения, примыкающих к контуру нефтеносности, при низких значениях компенсации отборов закачкой характеризуется притоком пластовой минерализованной воды из-за внешнего контура нефтеносности. В этих условиях образования каналов фильтрации не происходит. Другая часть ячеек заводнения характеризуется оттоком нагнетаемой воды за контур нефтеносности. На значительную роль каналов фильтрации в процессе вытеснения нефти указывает устойчивый рост проводимости и проницаемости, которая не сопровождается повышением текущего пластового давления.

Проведение краткосрочных прогнозов на основе трубок тока с фиксированными границами. Отдельные трубки тока, разделённые линиями наименьших скоростей фильтрации, исходящими от нагнетательной скважины образуют секторы дренирования (т.н. лепестки). Каждый сектор характеризуется постоянством закона сохранения. Это означает неизменность параметров пласта и характеристик потока жидкости по каждому сегменту на время, равное 1-2 года, то есть от начала базы сравнения и спустя несколько месяцев после окончания эффекта. Этого временного периода вполне хватает для расчёта базового варианта и варианта с применением потокоотклоняющих технологий. Секторная модель по трубкам тока, полученная из 3D полномасштабной модели, путём перевода

её в 2D модель текущего состояния и модель трубок тока может использоваться для расчёта дизайна постановки гелиевого экрана. Начальные значения нефтенасыщенности в трубках тока определяются по решению полномасштабной задачи на текущую дату. Далее решается задача двухфазной фильтрации в трубках тока с расчётом преимущественного движения воды по трубкам тока с высокой проводимостью. Расчёты проводятся с учётом примерно 500 трубок тока. Распределение текущей нефтенасыщенности при моделировании фронтов вытеснения и каналов высокой проницаемости показано на рис. 3.

В качестве каналов, разной ширины толщины, промытых в результате закачки воды в нагнетательную скважину, для каждой области дренирования принимались трубки тока минимальной длины (Рис. 3а). Предлагаемая модель фильтрации позволяет отобразить сложное течение жидкости в виде сочетания фронтов вытеснения и прорыва воды по каналам фильтрации (Рис. 3б). На наличие каналов обводнения указывает резкое увеличение текущей приёмистости нагнетательных скважин относительно первоначальной, а также наличие добывающих скважин с высокими отборами воды. Трубки дифференцированы по длине и ширине. Можно моделировать разные объёмы закачки водоизолирующей системы, которая будет продвигаться преимущественно по широким каналам (Рис. 4).

По узким каналам с низкой проницаемостью гелиевая система вообще не пойдёт. В расчётах следует учесть, что

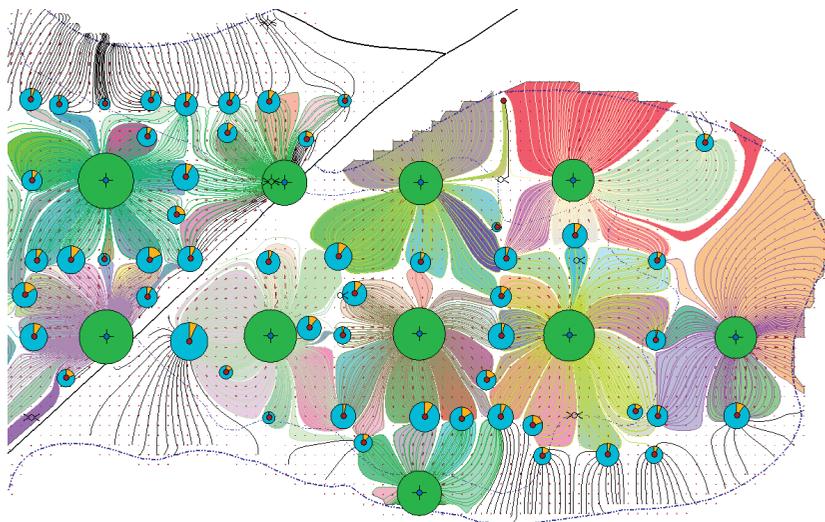


Рис. 2. Девятиточечные ячейки заводнения с выделенными секторами дренирования

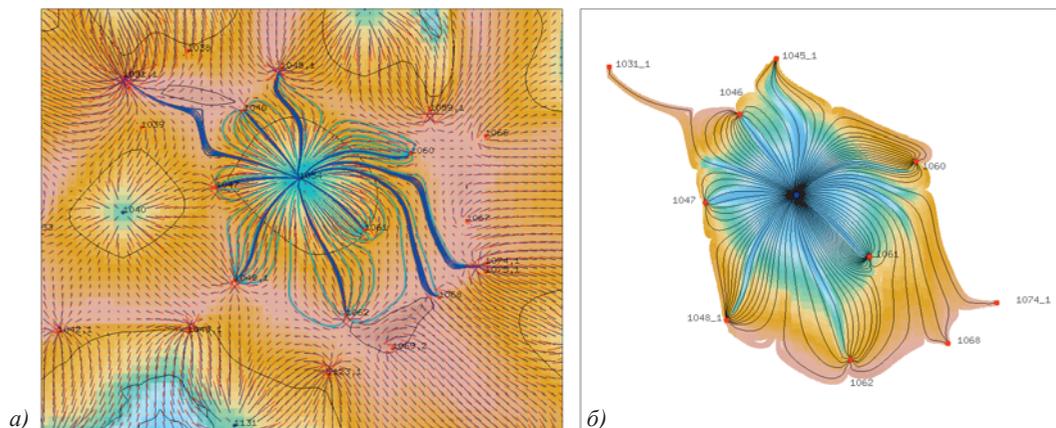


Рис. 3. Конфигурация каналов (а) и распределение насыщенности (б) с учётом каналов

не все, а только часть секторов дренирования будет характеризоваться наличием прорывных каналов фильтрации. На рис. 5 показан характерный прирост дополнительной добычи нефти для сектора дренирования там, где каналы были изолированы с помощью закачки потокоотклоняющих материалов (Рис. 5) в качестве которых использовались шитые полимерные системы (СПС).

В условиях поздней стадии разработки реального месторождения, где по скважинам отобраны десятки и сотни тонн нефти, отклонение от фактической кривой добычи нефти, рассчитанное по предлагаемому методу, эффекты будут менее значимыми (Рис. 6).

При этом, в окружающих скважинах, где отсутствуют техногенные каналы фильтрации реакции на закачку водоизолирующей системы не будет.

Вопрос об особенностях проявления механизма действия водоизоляционных составов в различных по неоднородности и выработанности заводнением зонах пласта является неизученным. Его решение чрезвычайно важно для определения структурно-механических свойств и объёмов закачки водоизоляционных композиций, определяющих устойчивость к размыву гелиевых экранов. Не следует забывать также о сильном влиянии на образование каналов геологических особенностей строения пласта, которое в данной работе подробно не рассматривалось.

Выводы

1. Карты проницаемости, гидропроводности, изобар, скоростей фильтрации, полученные по данным гидродинамических расчётов, в сочетании с изучением характера

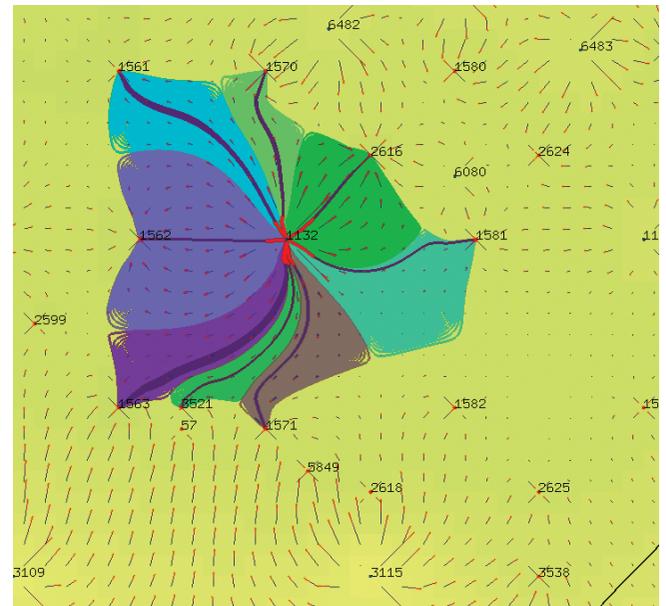


Рис. 4. Каналы разной толщины, промытые по трубкам тока минимальной длины и закачка водоизоляционного состава

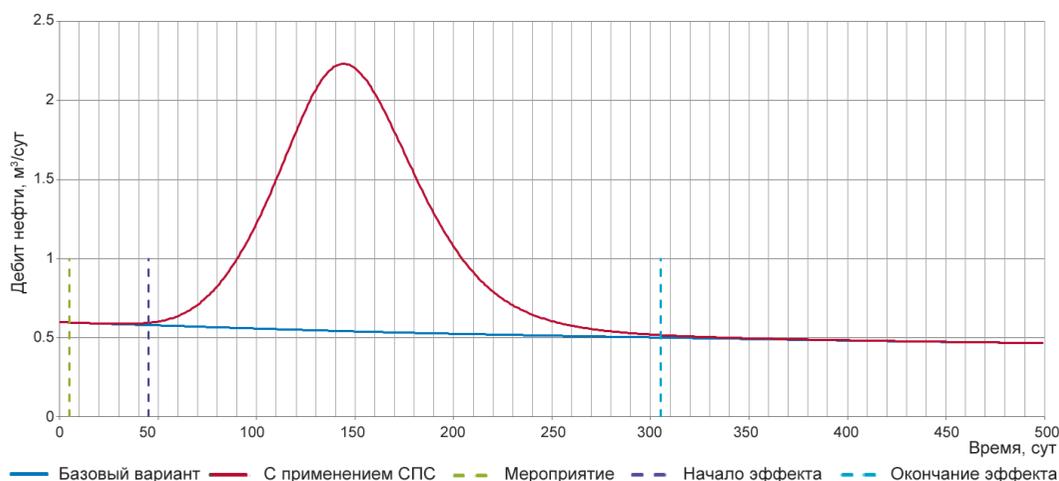


Рис. 5. Прогноз дебита нефти, полученный от блокирования канала фильтрации. Синей линией на рис. 5 показан базовый вариант. Увеличение дебита нефти от закачки СПС в нагнетательную скважину показан красной линией. Штриховыми линиями отмечены время проведения мероприятия (зеленая), время начала (фиолетовая) и время завершения (голубая) получаемого эффекта.

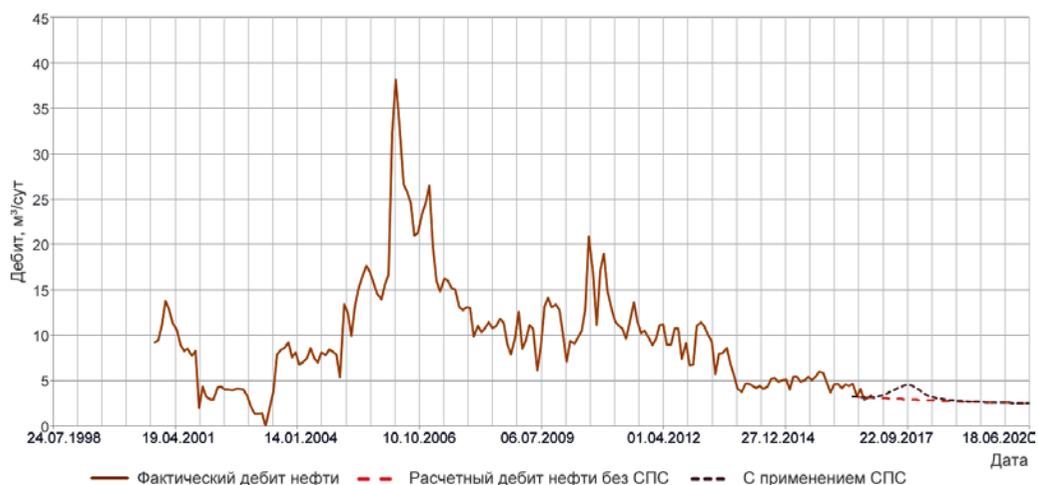


Рис. 6. Динамика добычи нефти при моделировании закачки изолирующей системы

обводнения скважин и энергетического состояния участков залежи могут использоваться для диагностики наличия каналов фильтрации.

2. Техногенные каналы существенным образом изменяют структуру фильтрационных потоков и распределение подвижных запасов нефти в пределах отдельных участков залежей, что сказывается на эффективности потокоотклоняющих технологий.

3. Предложен метод расчётов, позволяющий избежать распространённых ошибок, связанных с ограничением продолжительности эффекта во времени и локализацией эффекта в районе нагнетательной и первого ряда окружающих её добывающих скважинах.

Литература

Баушин В.В., Булыгин Д.В., Николаев А.Н. (2017). Модель текущего состояния залежи – основа интеллектуального месторождения. *Нефть. Газ. Новации*, 9, с. 44-47.

Булыгин Д.В., Медведев Н.Я., Кипоть В.Л. (2001). Моделирование геологического строения и разработки залежей нефти Сургутского свода. Казань: Изд-во «ДАС», 191 с.

Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифоров А.И. (2018). Определение поля проницаемости пласта по замерам давления на скважинах с использованием сплайн-функции. *Георесурсы*, 20(2), с. 102-107.

Насибулин В.Г., Булыгин Д.В., Комарова О.В., Баушин В.В., Шелепов В.В., Рамазанов Р.Г. Свидетельство о гос. регистрации программы ЭВМ № 2017610455 от 11.01.2017 г. ArtGeoBase, версия 1.0. Загрузка и ведение

базы данных геологических и гидродинамических моделей.

Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Рамазанов Р.Г., Баушин В.В. (2017). Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт. Москва: «КДУ», «Университетская книга», 232 с.

Сведения об авторах

Дмитрий Владимирович Булыгин – доктор геол.-мин. наук, руководитель группы моделирования потокоотклоняющих технологий

ООО «Актуальные технологии»

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10в

e-mail: buligindv1952@mail.ru

Айрат Нуриахметович Николаев – канд. физ.-мат. наук, моделист-тестировщик

ООО «Актуальные технологии»

Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10в

Андрей Викторович Елесин – канд. физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории математического моделирования гидрогеологических процессов

Институт механики и машиностроения ФИЦ КазНЦ РАН

Россия, 422111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31

Статья поступила в редакцию 19.07.2018;

Принята к публикации 02.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels

D. V. Bulygin^{1}, A. N. Nikolaev¹, A. V. Elesin²*

¹Actual technologies LLC, Kazan, Russian Federation

²Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Dmitry V. Bulygin, e-mail: buligindv1952@mail.ru

Abstract. The question is considered of the mechanism of waterproofing compounds at a late stage of development in zones of the formation that are different in geological heterogeneity. It is shown that man-made channels, which change the flow structure and distribution of mobile oil reserves, influence the process of filtration of injected water. The method of calculations is proposed, which allows to take into account the formation of channels and to determine their impact on the efficiency of flow deflecting technologies. To calculate the pressure, a hydroconductivity field is used at each point of the deposit, which is determined from the solution of the inverse coefficient problem.

Keywords: technogenic flood channels, water flooding cells, fixed flow tube method, short-term forecast, waterproofing composition, filtration flows, additional oil production, identification of hydraulic conductivity

Recommended citation: Bulygin D.V., Nikolaev A.N., Elesin A.V. (2018). Hydrodynamic evaluation of the efficiency of flow deflecting technologies in conditions of formation of man-made filtration channels. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 172-177. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.172-177>

References

Baushin V.V., Bulygin D.V., Nikolaev A.N. (2017). Present State Reservoir Model – Basis of Smart Field. *Neft'. Gaz. Novatsii = Oil. Gas. Innovations*, 9, pp. 44-47. (In Russ.)

Bulygin D.V., Medvedev N.Ya., Kipot' V.L. (2001). Modeling of the geological structure and development of oil deposits in the Surgut arch.

Kazan: «DAS» Publ., 191 p. (In Russ.)

Elesin A.V., Kadyrova A.Sh., Nikiforov A.I. (2018). Definition of the reservoir permeability field according to pressure measurements on wells with the use of spline function. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 102-107. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.102-107>

Nasibulin V.G., Bulygin D.V., Komarova O.V., Baushin V.V., Shelepov V.V., Ramazanov R.G. Certificate of computer program registration No. 2017610455. 11/01/2017. ArtGeoBase, version 1.0. Loading and maintaining a database of geological and hydrodynamic models.

Shelepov V.V., Bulygin D.V., Ramazanov R.G., Baushin V.V. (2017). Computer models for the analysis of stimulation methods effectiveness. Moscow: «KDU», «Universitetskaya kniga», 232 p. (In Russ.)

About the Authors

Dmitry V. Bulygin – DSc (Geology and Mineralogy), Head of the Flow-Deflection Modeling Group

Actual technologies LLC

Lobachevsky st., 10b, Kazan, 420111, Russian Federation

Ayrat N. Nikolaev – PhD (Physics and Mathematics), modeler-tester

Actual technologies LLC

Lobachevsky st., 10b, Kazan, 420111, Russian Federation

Andrey V. Elesin – PhD (Physics and Mathematics), Senior researcher of the Laboratory of mathematical modeling of hydrogeological processes

Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences

2/31, Lobachevsky St., Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 19 July 2018;

Accepted 02 August 2018; Published 30 August 2018

Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы

М.Н. Кравченко¹, Н.Н. Диева^{1*}, А.Н. Лищук², А.В. Мурадов¹, В.Е. Вершинин³

¹Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

²ООО «Управляющая компания «Группа ГМС», Москва, Россия

³Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия

Работа посвящена анализу эффективности применения термохимического метода интенсификации притока углеводородов с применением бинарных смесей на основе аммиачной селитры при разработке низкопроницаемых коллекторов нетрадиционных углеводородов, представленных нефтематеринскими керогеносодержащими породами. Концепция исследования направлена на определение принципов воздействия на керогеносодержащие пласты и создание новых научно-методических и технологических решений повышения эффективности разработки месторождений указанных нетрадиционных запасов углеводородов. Обобщены и структурированы некоторые свойства нефтематеринских формаций, расположенных на территории РФ. Обобщены результаты исследований теплового воздействия на породы баженовской свиты.

Авторы представили принципы математического моделирования процессов теплового и химического воздействия, позволяющие учитывать геолого-гидродинамические особенности керогеносодержащих пород. Описали математическую модель термогазохимического воздействия (ТГХВ) с применением бинарных смесей. Приведены результаты расчета воздействия на месторождение с высоковязкими нефтями.

По результатам расчетов организации ТГХВ на низкопроницаемом коллекторе с высоковязкими нефтями получен положительный эффект. Поэтому авторы работы делают вывод о том, что метод ТГХВ, наряду с поиском других методов разработки керогеносодержащих коллекторов, можно считать перспективным и возможно более оптимальным по сравнению с применяемыми тепловыми и химическими методами.

Ключевые слова: нетрадиционные источники углеводородов, кероген, керогеносодержащие породы, термохимические методы, математическое моделирование, генерация углеводородов

Для цитирования: Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Лищук А.Н., Мурадов А.В., Вершинин В.Е. (2018). Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на низкопроницаемые керогеносодержащие коллекторы. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 178-185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>

Специфические пласты, сейчас называемые баженовской свитой, известны уже почти 60 лет – в 1959 году упомянуты Ф.Г. Гурари в отношении Приобского месторождения, географически привязанного к пос. Баженово Саргатского района Омской области. В настоящее время на территории России около 70 месторождений относят к нефтегазоматеринским слоям баженовской свиты. Породы свиты географически находятся в Западной Сибири, залегают на глубине 2-3 тыс. метров и имеют толщину от 10 до 100 м. При этом сами эти слои характеризуются небольшим количеством подвижной нефти, низкими коллекторскими свойствами, обладая при этом довольно высоким содержанием органического вещества – керогена (около 14%, по (Делия, 2015); 5-40 % по (Кузьмин, 2015)), а также аномально высокими пластовыми давлениями, превышающими в 1,5-2 раза нормальные уровни гидростатических давлений (Тарасова, 2012) и температурами, значения которых находятся в интервале от 100-134 °С. Сами баженовские слои считались покрывкой более продуктивных пластов и в плане эксплуатации считались неэффективными. В последние 20 лет в связи с развитием

новых технологий и успехом разработки «сланцевой нефти» (нефти малопроницаемых плотных пород) в США и битуминозных песков в Канаде, разработка пластов баженовской свиты уже не считается бесперспективной. Однако сложное геологическое строение, выраженная неоднородность слоев, обладающих разным минеральным составом, проницаемостью (вплоть до непроницаемых), делает каждый участок по сути уникальным в плане выбора метода разработки. Наличие нерегулярных глинистых прослоев (в основном смешанные образования гидрослюды) дает существенную анизотропию пластов, при этом связь глинистости и процентное содержание керогена не имеют корреляционной связи (Кузьмин, 2015). Сложность строения баженовских пластов также обусловлена наличием, так называемой, двойной пористости – открытой пористости и трещиноватости «заполненной» свободными подвижными углеводородами и аномально низкой пористости собственно керогеновой матрицы. Обычно полагают, что пористость и проницаемость керогена столь мала, что обычно матрица принимается непроницаемой. Однако последние исследования показывают зависимость, как открытой пористости керна, так и пористости керогена от термической зрелости керогена, которая существенно различается по разным участкам (Гильманов, 2015).

Месторождения баженовской свиты, имеющие в

* Ответственный автор: Нина Николаевна Диева
E-mail: ninadieva@bk.ru

твердой структурной матрице кероген, условно относят к группе, так называемых нетрадиционных месторождений и даже объединяют в общую подгруппу сланцевых нефтяных месторождений. Хотя принципиально, это совсем другой тип углеводородов (тип керогена), чем аналогично называемые месторождения, например в США. Их роднят только малые значения фильтрационно-емкостных параметров и сложность разработки.

Сейчас изучению месторождений «российской сланцевой нефти» посвящено множество работ теоретического характера, хотя, безусловно, интерес к изучению керогена в России имеет уже довольно продолжительную историю, при этом установлено следующее. Добывать углеводороды из этих слоев обычными методами малопродуктивно, но лабораторные эксперименты показывают возможность активировать генерацию подвижных углеводородов из твердого керогена при определенных условиях: температуры порядка $T=300^{\circ}\text{C}$ позволяют запустить механизм генерации, а при уровнях температур выше $T=700^{\circ}\text{C}$ можно ожидать генерации подвижных углеводородов фактически в режиме реального времени.

При этом нужно отметить, что чрезвычайно трудно перенести лабораторные методики на практику разработки реальных месторождений. Немаловажным фактором тут является многообразие геологического строения, условий залегания, пластовых условий для различных месторождений, содержащих кероген. Кроме баженновской свиты на территории России расположено еще несколько нефтематеринских свит. На северо-востоке Сибирской платформы располагается куонамская свита, сложенная переслаиванием мергелей и аргиллитов содержанием органического вещества от 0,1-19,5% (Зуева, 2012). Ресурсы нефти куонамской свиты составляют от 700 млн. т по данным ВНИГНИ (2011 г.) до 15000 млн. т по данным СНИИГГиМС (2017 г.). На большой площади восточной части Восточно-Европейской платформы находится наиболее изученная доманиковская свита, с содержанием керогена порядка 5%, на территории которой выявлено около 10 нефтяных месторождений с суммарным объемом извлекаемых запасов нефти около 27 млн. т. (Прищепа, 2014). Добыча не ведется. В районах Предкавказья и Северного Кавказа распространена хадумская свита, которая частично имеет участки нефтематеринской породы с содержанием органических веществ в среднем около 2%. Мощность отложений меняется от 25 до 90 м. (Егоян, 1069). По данным компании «Роснефть» открытые запасы нефти хадумской свиты оцениваются около 11 млн. т, и добыча практически не ведется. Также в Предкавказье на глубинах свыше 5 км располагается кумский горизонт, содержащий сапропелевое органическое вещество в концентрациях 0,5-5% (Дистанова, 2007). Нефтяные скопления данной свиты прогнозируют в Крымско-Кавказском регионе, в том числе Туапсинском прогибе, малоизученном с геохимической точки зрения. Пиленгская свита миоценового возраста мощностью от 100 до 500 м и более – основной продуктивный горизонт на Северном Сахалине (Гладенков, 2002). На территории юго-востока Сибирской платформы распространена малгинская свита среднего рифея. Содержание органического вещества в породах изменяется от 0,04 до 12,69%, среднее значение равно 4,37% (Дахнова, 2013).

В таблице 1 отражены основные свойства описанных залежей – данные о расположении свит, типе слагаемых пород, приблизительном возрасте, толщине пород, пластовой температуре и доле органического вещества.

Создание эффективной методики добычи углеводородов из описываемых пластов в большей степени связывают с возможностью активировать генерацию подвижных углеводородных фракций из керогеновой матрицы непосредственно в пласте. Вопросу генерации углеводородов из керогена посвящено множество теоретических и экспериментальных работ. Авторы отмечают, что, кроме повышенной температуры, для достижения процесса внутрипластового преобразования керогена в подвижные углеводороды большое значение имеют иные факторы: наличие в структуре порового пространства системы трещин, обеспечивающей пути миграции образующихся продуктов разложения керогена (Коровина и др., 2014), присутствие катализаторов, одноосное геостатическое давление (Нестеров, 1993), вода (Воробьев, 2007), водород (Каюкова, 2011), минеральная составляющая породы (Кокорев, 2010) и другие.

Большинство исследователей сходятся на применении тепловых методов воздействия керогеносодержащие породы. Обобщая результаты исследований теплового воздействия на керогеносодержащие породы, необходимо указать следующие выявленные при этом внутрипластовые процессы: появление подвижности битумных компонентов флюидов (снижение вязкости), изначально насыщающих пласт; генерация дополнительных подвижных углеводородов из керогеновой матрицы породы, а также связанные с этим процессом увеличение пористости и образование дополнительной трещиноватости. Интенсивность протекания перечисленных процессов зависит не только от термобарического состояния пластовой системы, но и от ряда частных факторов, индивидуализирующих конкретный участок, например, наличия зон аномальных разрезов (перемежающихся слоев), состава скелета породы (соотношения битуминозных аргиллитов и песчано-алевритовых слоев, доломитизированных песчаников, сланцев и т.д.), присутствия в поровом пространстве связанной воды. Трудности изучения месторождений обусловлены хрупкостью пород, разрушением зерна при отборе, изменением фильтрационно-емкостных свойств во внепластовых условиях.

Актуальным вопросом также остается вопрос кинетики перехода керогена в подвижное состояние. Наибольшее число экспериментов посвящено пиролизическому разложению (метод Rock-Eval), который дает возможность определить выход различных компонентов при определенном уровне температур: при температуре 100°C выделяются свободные газы от C1 до C4, при температуре равной 300°C первый пик S1 – характеризует переход в газовую фазу жидких углеводородов C5 – C7 и части асфальтенов, второй пик S2 регистрируется при $T=600-850^{\circ}\text{C}$ с выделением смолисто-асфальтеновых веществ и керогена, следующие пики S3 и S4 отвечают выделению CO и CO₂ за счет сгорания остаточного углерода. При этом именно пик S1 характеризует долю керогена, перешедшего в подвижное состояние, а S2 – ту часть, которая осталась в твердом состоянии (нереализованный потенциал). Сумма S1+S2 собственно и называется генерационный потенциалом и

Свита	Расположение	Тип слагаемых пород	Возраст	Толщина, м	Площадь, км ²	Доля C _{орг}	Темп. пласта
Баженовская	Западная Сибирь	карбонатно-глинисто-кремнистые отложения	Поздняя юра	20-60	>1 млн.	14%	80-140°C
Кумская	Предкавказье	Мергели, глины, битуминозные сланцы, содержащие крупные чешуи рыб	Эоцен	40-60	40-50 тыс.	0,5-5%	82-100°C
Хадумская	Предкавказье	глины с прослоями мергелей и алевролитов	Олигоцен	25-90	450 тыс.	5%	40-180°C
Доманиковская	Восточно-Европейская часть России	глинисто-карбонатные породы	Поздний девон	20-100	400 тыс.	Доманикоиды (0,5-5%), Доманикиты (5-25%)	30 °С
Куонамская	Восточная Сибирь	доманикиты, известковисто-глинистые и известковисто-кремнистые сланцы, мергели, глинистые известняки	Ранний кембрий	20-70	114 тыс.	0,1-19%	Н/д
Пиленгская	Северный Сахалин	тонкое переслаивание пелитоморфных кремнистых и глинисто-кремнистых пород с прослоями туфов, песчаников и алевролитов	Миоцен	100-500	20-30 тыс.	0,3-2,9%	Н/д
Малгинская	Юго-восток Сибири	Пестроцветные тонкоплитчатые известняки, переходящие в серые, местами битуминозные известняки	Палеозой	100-400	30-40 тыс.	0,04-12,69%	Н/д

Табл. 1. Основные нефтематеринские формации России

отражает свойство созревания нефтематеринских пород различных месторождений. На основе этой методики производят классификацию нефтематеринских пород по генерационной способности. Однако таким методом невозможно получить динамические связи между параметрами процесса. В работе (Гайдук, 2009) предложен новый подход к описанию кинетики, позволяющий рассчитывать термодинамические характеристики не отдельных компонентов, а керогена в целом и на этой основе рассчитывать термодинамику любых стадий катагенеза керогена.

Процесс разложения и преобразования керогена приводит к изменениям структуры породы. Этот факт накладывает необходимость применения в модели керогеносодержащего пласта функциональных взаимозависимостей таких параметров, как пористость, проницаемость и количество дополнительных подвижных углеводородов. Наиболее известной и часто используемой функцией, связывающей пористость и проницаемость, является формула Козени-Кармана. Однако особенность керогеносодержащих пород в виде их низкой проницаемости и склонности к растрескиванию при термическом воздействии не позволяет применять последнюю зависимость, а требует дополнительного уточнения способа описания значительного увеличения проницаемости при небольшом изменении пористости.

При малых значениях пористости линейная функция Козени-Кармана может заменяться экспоненциальной зависимостью падения проницаемости от пористости. Для баженовских пластов изучение ядерного материала показало нерегулярность функциональной зависимости пористость – проницаемость (Кузьмин, 2015). Отсутствие корреляционной связи объясняется широким диапазоном фракционного состава, объемной плотности и хаотичной трещиноватости и кавернозности. Выбор метода воздействия на керогеносодержащие пласты в настоящее время остается открытым. В работах (Диева, 2015; Кравченко, 2016; Кравченко, 2018) дан подробный обзор подходов к практической реализации проектов разработки месторождений, содержащих кероген.

В работах авторов показано, что уровни температур, необходимые для активной генерации углеводородов из керогеновой матрицы можно эффективно и безопасно для добычного оборудования получить за счет разложения в пласте растворов взрывчатых веществ (ВВ). Основы технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) на основе водных растворов ВВ разработаны более 15 лет назад (Александров, 2004) и существенно модифицированы в последнее время (Александров, 2016; Вершинин, 2016). Суть метода ТГХВ заключается в закачке в пласт раствора ВВ и стимулирование ВВ к разложению. Авторы

методики предложили использовать с этой целью насыщенный водный раствор бинарной смеси (БС) – нитрата аммония в смеси с нитритом натрия. Схематично реакции взаимодействия растворов можно представить в следующем виде (Мельников, 1987):



В результате этой реакции выделяется теплота 4688 кДж на один килограмм селитры.

При температуре выше 200 °С в присутствии ионов хлора происходит термическое разложение селитры:



В реакции (2) выделяется 2650 кДж на один килограмм селитры (Мельников, 1987). Выделившийся кислород и теплота, инициирует реакции окисления остаточной нефти в пласте:



Реакция (3) также идет с выделением тепла, которое оценивается в размере 2380 кДж на 1 кг селитры в сумме по всей цепочке реакций (Александров, 2007). Суммарное тепловыделение в результате всех реакций растворов бинарной смеси лежит в диапазоне от 4688 до 5030 кДж тепла в пересчете на килограмм селитры.

Достижимая в зоне реакции температура будет зависеть от концентрации селитры, остаточной нефтенасыщенности, скорости закачки и внешних условий. На рис. 1 приведены результаты лабораторных исследований температур, достигаемых при разложении бинарной смеси при различных концентрациях ВВ в воде (выполнены в АО «ГосНИИ «КРИСТАЛЛ»).

Численное моделирование процесса нагревания пласта в околоскважинной области при различных объемах закачки БС показало, что достигаемые уровни температур зависят от концентрации селитры в БС, водонасыщенности раствора, остаточной нефтенасыщенности, скорости закачки и внешних условий. На рис. 2 приведены расчетные уровни температур на разных расстояниях от скважины в зависимости от объема закачки ВВ (в тоннах).

Как следует из рис. 1 и 2 закачка ВВ позволяет достичь пластовых температур, достаточных для инициации реакции разложения керогена. Изменяя содержание солей в растворе и объемов закачиваемых растворов БС можно добиться необходимых уровней температуры в околоскважинной области.

Технология закачки БС представляется наиболее безопасной в сравнении с иными ВВ, за счет регулирования энергетической составляющей реакции разложения нитрата аммония путем подбора соответствующей концентрации ВВ в водном растворе и специальных замедлителей химических реакций. Методика с успехом используется на нефтяных месторождениях на поздней стадии разработки. Подробности описания метода закачки на основе смесей нитрата аммония, разложение которых в пласте приводит к повышению температуры за счет экзотермической реакции разложения ВВ, снижению вязкости флюида и повышению нефтеотдачи подробно описаны в работах (Вольпин, 2014; Кравченко, 2018; Вершинин, 2018). Данная технология позволяет создать в пласте зону высоких температур уровнем до 500 °С, собственно необходимых для генерации жидких углеводородов из керогена. В работе (Кравченко, 2016)

обоснована возможность эффективного применения термозохимического воздействия на керогеносодержащие породы баженновской свиты.

На данном этапе теоретического исследования авторами учтено многообразие лабораторных и промышленных экспериментов с керогеном, керновым материалом керогеносодержащих пластов и создана математическая модель, позволяющая численно оценить характер такого воздействия на нетрадиционные низкопроницаемые коллектора, в том числе керогеносодержащие. Модель позволяет учесть с учетом выделение тепла в зоне разложения ВВ, изменение термобарических параметров, трансформации самого коллектора за счет изменения его структуры, в том числе при разложении твердой фазы (керогена) с выделением дополнительных подвижных углеводородов. На рис. 3 схематично приведен элемент расчетной трехмерной области, моделирующей область насыщенного коллектора, ограниченного непроницаемыми кровлей и подошвой. На рисунке показаны области последовательной закачки различных фракций рабочих жидкостей в процесс организации ТГХВ и формирование зоны реакции при разложении ВВ.

Математическое моделирование процессов ТГХВ проводится в несколько этапов. На первом этапе моделирования данного процесса просчитывается задача прокачки необходимых объемов реагирующих и буферных веществ, согласно регламенту технологии ГИС на конкретном месторождении и скважине кандидате. Анализ полей распределения насыщенностей фаз позволяет установить время и место истончения зоны буферной воды, разделяющей реагирующие вещества и, соответственно, расположение зоны реакции химических реагентов, и толщину зоны взаимодействия реагирующих веществ (Рис. 3). Далее приведены некоторые результаты расчетов, описывающих организацию ТГХВ в цилиндрическом пласте толщиной 25 метров по

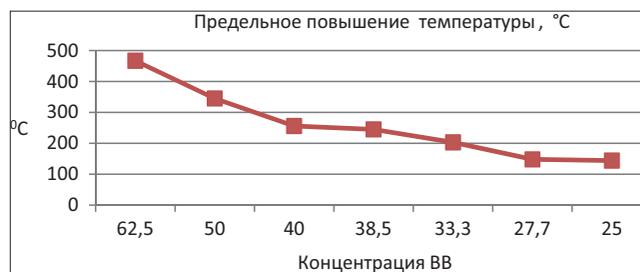


Рис. 1. Уровень повышения температуры при разложении БС $\text{NH}_4\text{NO}_3/\text{NaNO}_2$

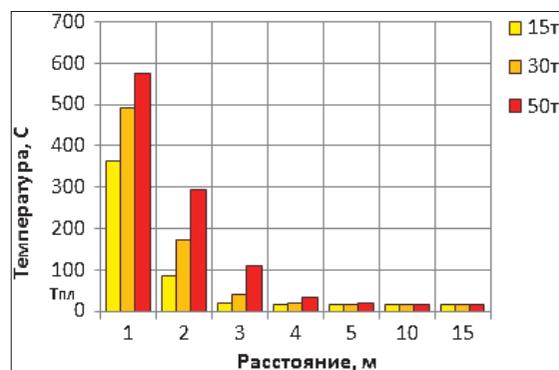


Рис. 2. Расчетные уровни достигаемых в призабойной зоне температур при различных объемах закачки БС $\text{NH}_4\text{NO}_3/\text{NaNO}_2$

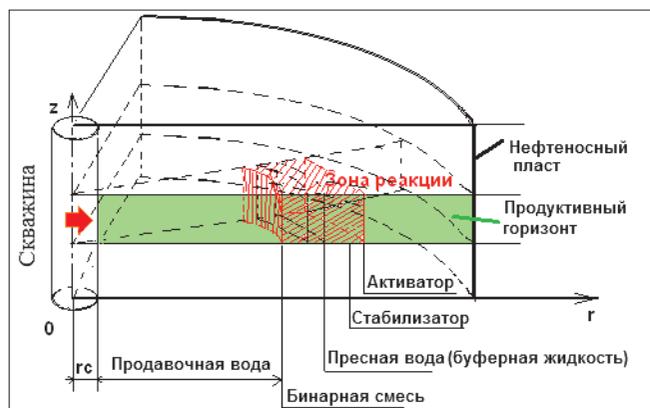


Рис. 3. Схема расчетной области в призабойной зоне скважины при последовательной подаче реагентов и формировании зоны реакции

регламенту, предполагающему закачку бинарной смеси объемом 20 м^3 и следующей за ней продавочной воды в объеме 170 м^3 . При данных условиях удаленность зоны реакции от ствола скважины 2,5 метра.

Следующий этап моделирования описывает процесс развития этой реакции, в виде повышения давления и температуры в узкой области окружающей скважину и удаленной от нее на расстояние, вычисленное на предыдущем шаге. Интенсивность реакции, определяющая уровни возникающих температур и давлений, зависит от объемов закачки реагирующих веществ, а также концентрации солей в их составе. Исследования показали, что при использовании растворов с концентрацией солей порядка 10% максимальная температура в зоне реакции не поднимается выше 100°C , а применение солей концентрацией порядка 60% приводит к повышению температуры выше 400°C , при этом скачек давления за счет разложения БС и выделения газов достигает 800 атм. в зоне реакции, интенсивность волны падает по мере «растекания» от зоны реакции. На рис. 4 приведен график от времени изменения давлений на скважине при выходе волны «взрывного»

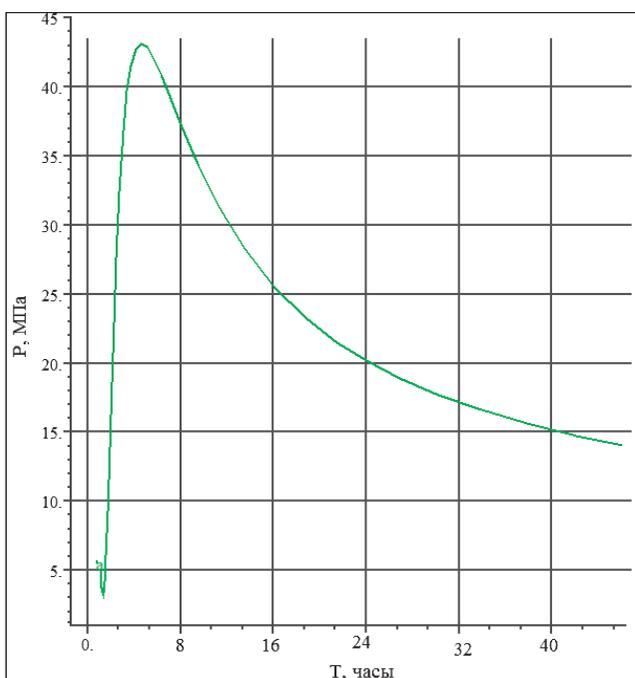


Рис. 4. Динамика изменения давления на забое скважины с момента начала реакции разложения БС

давления к скважине. При удаленности реакции от скважины на 2,5 метра (при 60 % концентрации ВВ) на забой приходит импульс давления величиной 440 атм. примерно через 2,5 часа.

На третьей стадии моделирования рассчитывается процесс добычи из разогретого пласта, отслеживается изменение со временем распределения температуры, давления в призабойной зоне скважины, продвижение фронтов фаз, изменение пористости и проницаемости. В зонах пласта, где давление повышалось выше 300 атм. изменялась пористость и проницаемость, вызванная образованием системы мелких трещин. Распространение теплового фронта от зоны взаимодействия реагирующих веществ ТГХВ показали прогрев пласта выше 80°C на глубину 10 метров от скважины в течение недели.

Выводы

Методы ТГХВ, апробируемые на традиционных месторождениях за последние 10 лет, показали хороший эффект в виде продолжительного повышения притока на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.

В зависимости от объемов закачиваемых ВВ и концентрации твердых ВВ в водном растворе возможно изменение термодинамических параметров (температуры и давления) в зоне реакции, за счет изменения общего уровня энерговыделения.

Использование замедлителей реакции, поставляемых перед или вместе с водным раствором ВВ, позволяет задержать развитие реакции на требуемый промежуток времени, необходимый для отеснения зоны реакции от ствола скважины подачей объемов продавочных жидкостей, что дает возможность проводить процесс в безопасном для скважины режиме.

Повышение концентрации ВВ (более 60%) в водном растворе дает возможность получить в зоне реакции температуры выше 400°C , достаточные для активации процесса генерации дополнительных углеводородов из керогена, что свидетельствует о перспективности применения метода ТГХВ на керогеносодержащих месторождениях.

Процесс генерации подвижных углеводородов из керогена в модели инициируется при достижении в пласте температуры не ниже 300°C , однако в отсутствии конкретных промысловых данных по разложению керогена данный процесс в расчете не рассматривался, но проводилась оценка возможности его генерации при различных протоколах испытаний.

Как известно в 2015 году «Научно-аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана» совместно с Минприроды анонсировали создание научного полигон «Баженовский» в Сургутском регионе от Ханты-Мансийского округа (Кузьмин, 2015). Анонсированный перечень работ касается лабораторного анализа кернового материала и геофизических исследований. По результатам работы уже представлены значения пористостей (5-30%) и проницаемостей (0,001-1 мД) для различных участков. Результаты исследований могли бы стать базой для создания адаптированных математических моделей, на основе которых возможно проводить оптимизацию процессов разработки керогеносодержащих пластов.

Литература

- Александров Е.Н., Леменовский Д.А., Петрищев В.Ф. (2004). Способ и устройство для термохимической обработки продуктивного пласта. *Патент РФ*, № 2224103.
- Александров Е.Н., Кузнецов Н.М. (2007). Широкомасштабное нагревание нефтеносного пласта и оптимизация режима добычи жидких углеводородов. *Каротажник*, 4, с. 113-127.
- Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. (2016). Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей. *Георесурсы*, 18(3-1), с. 154-159.
- Вершинин В.Е., Вершинина М.В., Заволжский В.Б., Ганькин Ю.А., Идиятуллин Р.А., Соснин В.А., Зимин А.С., Лишук А.Н. (2016). Кинетика химических реакций при термогазохимическом воздействии на призабойную зону водными растворами бинарных смесей. *Нефтяное хозяйство*, 12, с. 114-117.
- Вершинин В.Е., Варавва А.И., Татосов А.В., Лишук А.Н. (2018). Оценка теплового эффекта обработки призабойной зоны пласта энергоемкими бинарными смесями. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 5.
- Вольпин С.Г., Смирнов Н.Н., Кравченко М.Н., Диева Н.Н., Корнаева Д.А., Саитгареев А.Р. (2014). Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 62-66.
- Воробьев А.Е., Глушак А., Чекушина Т. (2007). Основные факторы промышленного синтеза техногенной нефти в литосферных реакторах. *Технологии ТЭК*, 5, с. 80-88.
- Гайдук В.В. (2009). Термодинамика катагенеза керогена. *Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»*, 1, с. 10-14.
- Гильманов Я.И. (2015). Новые подходы к изучению керона баженовской и абалакской свит Западной Сибири. *Материалы совещания «Технологии отбора и комплексные исследования керона баженовско-абалакских свит Западной Сибири»*. <http://www.crru.ru/bazhenov.html>
- Гладенков Ю.Б. (2002). Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. Отв. ред. Гладенков Ю.Б. Москва: ГЕОС, 255 с.
- Дахнова М.В., Желова Т.П., Можегова С.В. (2013). Геохимия органического вещества нефтематеринских отложений рифея, венда и кембрия востока Сибирской платформы. *Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России: сб. материалов*, Санкт-Петербург: ФГУП «ВНИГРИ», с. 70-77.
- Делия С.В., Драндусов К.А., Карпов В.Б., Мамаев Д.А. (2015). РИТЭК: опыт опейсирования, разведки, подсчета запасов и разработки отложений баженовской свиты. *Неорепользование XXI век*, 1(51), с. 80-83.
- Диева Н.Н., Евтюхин А.В., Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М. (2013). Перспективы разработки месторождений сланцевого газа методами волнового воздействия. *Газовая промышленность*, S692, с. 39-42.
- Диева Н.Н. (2015). Гидродинамическое моделирование термохимического воздействия на пласты трудноизвлекаемых углеводородов. Дис. канд. техн. наук, Москва, 113 с.
- Дистанова Л.Р. (2007). Условия формирования нефтематеринского потенциала эоценовых отложений бассейнов Крымско-Кавказского региона. *Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология*, 3, с. 59-64.
- Егоин В.И. (1969). Геология и нефтегазоносность Западной Кубани и Предкавказья. Москва, 167 с.
- Зуева И.Н., Каширцев В.А., Чалая О.Н. (2012). Высокоуглеродистые породы куонамской горючсланцевой формации как источник комплексного минерального сырья. *Наука и образование*, 2, с. 5-10.
- Каюкова Г.П., Киямова А.М., Косачев И.П., Ситдикова Л.М., Романов Г.В. (2013). Состав продуктов гидротермальной деструкции органического вещества доманиковых пород. *Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всероссийской конференции*, Москва: ГЕОС, с. 91-94.
- Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Гульятев С.В., Крицкий И.Л., Шадрин С.В. (2014). Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, 2(10), с. 11.
- Кравченко М.Н., Дмитриев Н.М., Мурадов А.В., Диева Н.Н., Герасимов В.В. (2016). Инновационные методы разработки керогеносодержащих коллекторов, стимулирующие нефтегенерационный потенциал. *Георесурсы*, 18(4-2), с. 330-336.
- Кравченко М.Н., Мурадов А.В., Диева Н.Н., Перехожев Ф.А. (2018). ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты. Сравнительный анализ применения методов на базе математического моделирования. *Neftegaz.RU*, 3, с. 62-69.
- Кузьмин Ю.А. (2015). Комплекс исследований керона для обоснования подсчетных параметров. *Материалы совещания «Технологии отбора и комплексные исследования керона баженовско-абалакских свит Западной Сибири»*. <http://www.crru.ru/bazhenov.html>
- Мельников Е.Я. (1987). Справочник азотчика, Москва: Химия, 464 с.
- Нестеров И.И., Симоненко Б.Ф., Ларская Е.С., Калинин М.К., Рыльков А.В. (1993). Влияние геостатического давления на образование углеводородных флюидов в процессе термокатализа ОВ (по экспериментальным данным). *Геология нефти и газа*, 12, с. 22-25.
- Прищела О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. (2014). Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(4), с. 6. http://www.ngtp.ru/tub/12/46_2014.pdf
- Тарасова Е.В., Чебанов С.Н., Яхшибеков Ф.Р. (2012). Особенности распределения поровых давлений в битуминозных аргиллитах баженовской свиты (верхнеюрские отложения, пласт ЮС0) на Ай-Пимском месторождении. *Каротажник*, 10, с. 41-53.

Благодарность

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках реализации проекта по Постановлению Правительства № 218 от 9 апреля 2010 г., по договору № 02. G 25.31.0180 от 01.12.2015 г. АО «Сибнефтемаш» совместно с ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».

Сведения об авторах

Марина Николаевна Кравченко – канд. физ.-мат. наук, доцент

Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, к.1

Нина Николаевна Диева – канд. тех. наук, старший преподаватель

Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) им. И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, к.1
E-mail: ninadieva@bk.ru

Александр Николаевич Лишук – директор по НИОКР ООО «УК «Группа ГМС»

Россия, 125047, Москва, ул. Чайнова, 7

Александр Владимирович Мурадов – профессор, доктор тех. наук

Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр., 65, к.1.

Владимир Евгеньевич Вершинин – старший преподаватель

Тюменский государственный университет
Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, 6

Статья поступила в редакцию 04.08.2018;
Принята к публикации 16.08.2018; Опубликована 30.08.2018

Hydrodynamic modeling of thermochemical treatment of low permeable kerogen-containing reservoirs

M.N. Kravchenko¹, N.N. Dieva^{1*}, A.N. Lishchuk², A.V. Muradov¹, V.E. Vershinin³

¹Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russian Federation

²HMS Group Management Company LLC, Moscow, Russian Federation

³Tyumen State University, Tyumen, Russian Federation

*Corresponding author: Nina N. Dieva, e-mail: ninadieva@bk.ru

Abstract. The work is devoted to the effectiveness analysis of thermochemical method of intensifying the hydrocarbons inflow using binary mixtures based on ammonium nitrate in the development of low-permeability reservoirs of unconventional hydrocarbons represented by petroleum-derived kerogen-bearing rocks. The concept of the research is aimed at determining the principles of treating kerogen-bearing layers and the creation of new scientific, methodological and technological solutions to increase the efficiency of developing deposits of these unconventional hydrocarbon reserves. Some properties of oil source formations located on the territory of the Russian Federation are generalized and structured. The results of investigations of the thermal treatment on rocks of the Bazhenov formation are generalized.

The authors present the principles of mathematical modeling of thermal and chemical processes, allowing to take into account the geological and hydrodynamic features of kerogen-containing rocks. We have described a mathematical model of the thermogas chemical treatment with the use of binary mixtures. The calculation results of the treating the field with highly viscous oil are given.

Based on the calculation results of thermal-gas-chemical treatment (TGCT) of low-permeable reservoir with highly viscous oil, a positive effect was obtained. Therefore, the authors conclude that the TGCT method, along with the search for other methods for the development of kerogen-containing reservoirs, can be considered promising and possibly more optimal than the thermal and chemical methods used.

Keywords: unconventional sources of hydrocarbons, kerogen, kerogen-containing rocks, thermochemical methods, mathematical modeling, generation of hydrocarbons

Recommended citation: Kravchenko M.N., Dieva N.N., Lishchuk A.N., Muradov A.V., Vershinin V.E. (2018). Hydrodynamic modeling of thermochemical treatment of low permeable kerogen-containing reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 178-185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.178-185>

References

- Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M. (2007). Broad-scale heat of productive deposit and optimization of oil production. *Karotazhnik = Well Logger*, 4, pp. 113-127. (In Russ.)
- Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M., Kozlov S.N., Serkin Yu.G., Nizova E.E. (2016). Production of Hard-to-recover and Non-recoverable Oil Reserves by means of Binary Mixtures Technology. *Georesursy = Georesources*, 18(3. -1), pp. 154-159. DOI: 10.18599/grs.18.3.2
- Aleksandrov E.N., Lemenovskii D.A., Petrishchev V.F. (2004). Method and device for thermochemical treatment of a productive formation. *Patent RF*, No. 2224103. (In Russ.)
- Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Mozhegova S.V. (2013). Geochemistry of the organic matter of the oil deposits of Riphean, Vendian and Cambrian

east of the Siberian platform. *Neftegazogeologicheskii prognos i perspektivy razvitiya neftegazovogo kompleksa Vostoka Rossii: sb. Materialov* [Oil and gas geological forecast and development prospects of the oil and gas complex of the East of Russia: Proc.Conf.], St.Petersburg: FGUP «VNIGRI», pp. 70-77. (In Russ.)

Deliya S.V., Drandusov K.A., Karpov V.B., Mamaev D.A. (2015). RITEK: experience of prospecting, exploration, calculation of reserves and development of sediments of the Bazhenov suite. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 1(51), pp. 80-83. (In Russ.)

Dieva N.N. (2015). Hydrodynamic modeling of thermochemical impact on layers with hard-to-recover hydrocarbons. *Dis. kand. tekhn. nauk* [Dis. cand. engin. sci.], Moscow, 113 p. (In Russ.)

Dieva N.N., Evtyukhin A.V., Kravchenko M.N., Dmitriev N.M. (2013). Prospects for the development of shale gas deposits by the methods of wave action. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*, S692, pp. 39-42. (In Russ.)

Distanova L.R. (2007). Usloviya formirovaniya neftematerinskogo potentsiala etsenovyykh otlozhenii basseinov Krymsko-Kavkazskogo regiona [Formation conditions of the Eocene sediments oil potential in the basins Crimean-Caucasian region basins]. *Vestn. Mosk. un-ta. Ser. 4. Geologiya*, 3, pp. 59-64. (In Russ.)

Egoyan B.JI. (1969). Geology and oil and gas content of the Western Kuban and Precaucasia. Moscow, 167 p. (In Russ.)

Gaiduk V.V. (2009). Thermodynamics of kerogen katagenesis. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «ROSNEFT»*, 1, pp. 10-14. (In Russ.)

Gil'manov Ya.I. (2015). New approaches to the study of Bazhenov and Abalak formations core of Western Siberia. *Materialy soveshchaniya «Tekhnologii otbora i kompleksnye issledovaniya kerna bazhenovsko-abalaksikh svit Zapadnoi Sibiri* [Proc. meeting "Selection Technologies and Complex Core Studies of Bazhenov-Abalak Formations in Western Siberia]. <http://www.crru.ru/bazhenov.html> (In Russ.)

Gladenkov Yu.B. (2002). Cenozoic of the Sakhalin and its oil and gas potential. Moscow: GEOS, 255 p. (In Russ.)

Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Kosachev I.P. et al. (2013). Composition of the products of organic matter hydrothermal degradation of Domanik rocks. *Sb. Netraditsionnye resursy uglevodородov: rasprostranenie, genezis, prognozy, perspektivy razvitiya* [Unconventional hydrocarbon resources: distribution, genesis, forecasts, prospects of development: Coll. papers]. Moscow: GEOS Publ., pp. 91-94. (In Russ.)

Korovina T.A., Kropotova E.P., Gul'tyaev S.V., Kritskii I.L., Shadrina S.V. (2014). Genetic aspects of the formation of the Bazhenov suite and the criteria for forecasting its industrial productivity. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2(10), pp. 11. (In Russ.)

Kravchenko M.N., Dmitriev N.M., Muradov A.V., Dieva N.N., Gerasimov V.V. (2016). Innovative Development Methods of Kerogen-Bearing Reservoirs that Promote Oil Generating Potential. *Georesursy = Georesources*, 18(4-2), pp. 330-336. DOI: 10.18599/grs.18.4.12

Kravchenko M.N., Muradov A.V., Dieva N.N., Perekhozhev F.A. (2018). VPG and THC in the beds of the Bazhenov suite. Comparative analysis of the application of methods based on mathematical modeling. *Neftegaz.RU*, 3, pp. 62-69. (In Russ.)

Kuz'min Yu.A. (2015). Complex of core studies to justify the counting parameters. *Materialy soveshchaniya «Tekhnologii otbora i kompleksnye issledovaniya kerna bazhenovsko-abalaksikh svit Zapadnoi Sibiri* [Proc. meeting "Selection Technologies and Complex Core Studies of Bazhenov-Abalak Formations in Western Siberia]. <http://www.crru.ru/bazhenov.html> (In Russ.)

Mel'nikov E.Ya. (1987). *Spravochnik azotchika*. Moscow: Chemistry, 464 p. (In Russ.)

Nesterov I.I., Simonenko B.F., Larskaya E.S., Kalinko M.K., Ryl'kov A.V. Influence of geostatic pressure on the generation of hydrocarbon fluids during termokatalysis of organic matter (by experimental data). *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 12, pp. 22-25. (In Russ.)

Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. (2014). Approaches to Evaluation of Domanik Sequences of Timan-Pechora Province as Unconventional Hydrocarbon Source. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and Practice*, 9(4). http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf (In Russ.)

Tarasova E.V., Chebanov S.N., Yakhshibekov F.R. (2012). Peculiarities of pore pressure distribution in bituminous argillites of Bazhenov suite (Upper jurassic sediments, formation YuS0), Ai-Pimskoe field. *Karotazhnik*, 10, pp. 41-53. (In Russ.)

Vershinin V.E., Varavva A.I., Tatosov A.V., Lishchuk A.N. (2018). The thermal effect estimation of the bottomhole formation zone treatment by heat-producing binary mixtures. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 4, pp. 5. (In Russ.)

Vershinin V.E., Vershinina M.V., Zavolzhsky V.B., Gankin Yu.A., Idiyattullin R.A., Sosnin V.A., Zimin A.S., Lishchuk A.N. (2016). Kinetics of chemical reactions at thermogaschemical impact on a bottomhole zone of wells water solutions of binary mixes. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 12, pp. 114-117. (In Russ.)

Volpin S.G., Smirnov N.N., Kravchenko M.N., Dieva N.N., Kornaeva D.A., Saitgareev A.R. (2014). Application prospects of wave technology of thermal-gas-chemical formation treatment for oil recovery enhancement. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*, 1, pp. 62-66. (In Russ.)

Vorob'ev A.E., Gladush A., Chekushina T. (2007). The main factors of industrial synthesis of technogenic oil in lithospheric reactors. *Tekhnologii TEK*, 5, pp. 80-88. (In Russ.)

Zueva I.N., Kashirtsev V.A., Chalaya O.N. (2012). High-carbon rocks of the Kouonam oil-rock formation as a source of complex mineral raw materials. *Nauka i obrazovanie [Science and Education]*, 2, pp. 5-10. (In Russ.)

Acknowledgements. The work was supported by the Ministry of Education and Science of the Russian Federation in the framework of the project according to the Government Decision No. 218 of April 9, 2010; under contract No. 02.G25.31.0180, 01.12.2015, Sibneftemash JSC in cooperation with Tyumen State University.

About the Authors

Marina N. Kravchenko – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Leninsky ave., 65 build.1, Moscow, 119991, Russian Federation

Nina N. Dieva – PhD (Engineering), Senior Lecturer
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Leninsky ave., 65 build.1, Moscow, 119991, Russian Federation. E-mail: ninadieva@bk.ru

Alexander N. Lishchuk – Director for Research and Development

HMS Group Management Company LLC
Chayanova st., 7, Moscow, 125047, Russian Federation

Alexander V. Muradov – Professor, DSc (Engineering)
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Leninsky ave., 65 build.1, Moscow, 119991, Russian Federation

Vladimir E. Vershinin – Senior Lecturer
Tyumen State University
Volodarsky st., 6, Tyumen, 625003, Russian Federation

Manuscript received 04 August 2018;

Accepted 16 August 2018;

Published 30 August 2018

Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений

Р.Х. Муслимов¹, И.Н. Плотникова^{2*}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Статья посвящена изучению процесса восполнения запасов нефти на длительно разрабатываемых месторождениях и содержит обоснование необходимости проведения его мониторинга и контроля. Это позволит по-новому подходить к моделированию разработки и оценке остаточных запасов на поздних стадиях освоения нефтяных месторождений. Для выявления условий переформирования залежей необходимо организовать специальные геохимические исследования для локализации участков восполнения запасов, а также геолого-промысловые исследования по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин. Эти работы позволят выбрать наиболее перспективные участки залежи для поиска каналов глубинной дегазации углеводородов и рекомендовать проведение сейсмических исследований по новым инновационным технологиям с целью картирования каналов и последующего мониторинга процессов дегазации. Вновь полученные результаты в совокупности с уже имеющейся информацией позволят по-новому подойти к разработке альтернативной геологической и гидродинамической модели, позволяющей определять скорости регенерации залежей в процессе разработки и объемы «подпитки» залежи углеводородами из глубин, а также прогнозировать роль процессов переформирования залежей в общей добыче нефти.

Ключевые слова: нефть, дегазация, восполнение запасов, подток углеводородов, переформирование месторождений, длительная разработка, геохимические исследования, мониторинг состава нефти

Для цитирования: Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2018). Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 186-192. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>

Введение

Проблема локализации и оценки остаточных запасов на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений является актуальной в нефтяной геологии. В последние два десятилетия неоднократно обсуждались и были опубликованы факты получения легких нефтей из полностью выработанных и обводненных участков (Гаврилов, 2007, 2008; Горюнов, 2015; Дьячук, 2015; Дьячук, Князева, 2016; Касьянова, 2010; Муслимов и др., 2012; Muslimov et al., 2009, 2013; Плотникова и др., 2017). При этом наибольший практический интерес представляют гигантские нефтяные месторождения с длительной историей добычи, одним из примеров которых является Ромашкинское нефтяное месторождение.

Около 20-ти лет назад в Татарстане группой специалистов ТатНИПИнефть, под руководством Р.Х. Муслимова и И.Ф. Глумова были начаты исследования феномена восполнения запасов нефти залежей терригенного девона Ромашкинского месторождения, направленные на решение задач, имеющих большое научное и практическое значение для увеличения извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений (Муслимов, 2014; Муслимов и др., 2004). Исследования были начаты одновременно по нескольким направлениям и включали анализ

геолого-промысловой информации (под руководством И.Ф. Глумова, Р.Р. Ибатуллина), геохимические исследования (под руководством Р.П. Гогтих, впоследствии с привлечением специалистов ИОФХ и КГУ), геофизические исследования глубинного строения и флюидодинамики земной коры Волго-Уральского региона и прилегающих областей (под руководством В.А. Трофимова с привлечением специалистов ВНИИгеофизика, УГГУ, ИГФ УрОРАН и др.)

История изучения процесса восполнения запасов нефти на территории Татарстана. Обобщение уникальной информации, полученной при изучении фундамента Волго-Уральской антеклизы (ВУА), его трещиноватости и флюидонасыщенности, обобщение и изучение геолого-промысловой информации по тысячам эксплуатационных скважин, а также геохимические исследования нефтей и мониторинг их состава во времени позволили предположить наличие быстрых процессов восполнения запасов, сопоставимых по продолжительности с жизнью человека, а также их широкую распространенность в новейшее время (Каюкова и др., 2012; Муслимов и др., 2004, 2012; Муслимов, 2014; Плотникова и др., 2017; Хисамов и др., 2012).

Современными исследованиями установлено, что нефтяные месторождения связаны с нефтеподводящими разломами, которые, в свою очередь, проявляются как нефтеподводящие каналы (Трофимов, 2013, 2014). Под крупными нефтяными месторождениями имеются

* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова
E-mail: irena-2005@rambler.ru

нефтеподводящие каналы, за счет деятельности которых они и сформировались. В процессе разработки месторождений эти каналы могут активизироваться и пополнять ловушку новыми порциями углеводородных флюидов.

Нами было показано, что кристаллический фундамент играет определенную роль в постоянной «подпитке» нефтяных месторождений осадочного чехла новыми ресурсами, обеспечивая транзит углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин (Муслимов и др., 1996; Gottikh et al., 2014). Было показано существование для всех нефтяных и битумных залежей ЮТС единого источника нефтегенерации для залежей нефти и природных битумов (ПБ), а также формирование месторождений за счет вертикально восходящей миграции нефтегазоносных флюидов через разломы, секущие кристаллический фундамент и нижние горизонты осадочного чехла. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования, проведенные в Татарстане и прилегающих регионах, не только дали новую информацию о строении земной коры и связи ее строения с нефтеносностью осадочного чехла, но и подтвердили существование под нефтяными месторождениями сложной системы глубинных разломов (Трофимов, 2013, 2014), внося таким образом большой вклад в развитие теории Н.А. Кудрявцева.

Результаты исследований

Проведенные исследования на Ромашкинском месторождении позволяют считать, что обнаруженные реликты УВ зон деструкций свидетельствуют о наличии УВ-фильтров в этих зонах, которые в неоднородном термоградиентном поле фундамента последовательно перегонялись из нижних зон в верхние под воздействием температурного поля и явлений компрессии. Это подтверждается также сходством УВ фундамента и чехла, особенностями состава вод зон деструкций и чехла (Плотникова, 2004).

Процессы дегазации, зафиксированные в разуплотненных зонах фундамента, и их периодическая активизация (Плотникова и др., 2013, Плотникова, 2004, Гордадзе и др., 2005, Готтих и др., 2004), связь блоково-разломной структуры фундамента Южно-Татарского свода (ЮТС) с явлением современной миграции углеводородов на Ромашкинском и других месторождениях, геохимические исследования нефтей и битумоидов осадочного чехла, доказавшие, что карбонатные породы семилукско-мендымских отложений не являются источником подтока УВ в залежи терригенного девона ЮТС (Гордадзе, 2007; Остроухов и др., 2014) – все эти факты являются мощной научно-практической основой для создания иной концепции формирования нефтегазовых месторождений ВУА, предполагающей многоэтапное импульсное поступление углеводородсодержащих флюидных систем в осадочный чехол под давлением по транзитным зонам полей трещиноватости.

Битуминологические и пиролитические исследования, выполненные ранее различными исследователями, позволили установить широкое развитие миграционных битумоидов в структурно-вещественных комплексах допалеозойского фундамента ЮТС и прилегающих территорий. Признаки перемещения более легких углеводородов вверх по разрезу фундамента были выявлены на основе исследования битумоидов кристаллических пород из

скважины 20000-Миннибаевской, 20009-Новоелховской, 23161-Алькеевской и др. (Муслимов и др., 1996; Каюкова и др., 2012; Плотникова, 2004). Определяющее влияние глубинных восстановленных систем, несущих углеводороды, на формирование нефтяных залежей осадочного чехла было доказано на основе исследования микроэлементного состава нефтей и органического вещества осадочных и кристаллических пород (Готтих и др., 2004).

Анализ геолого-промысловых данных (ГПД) многолетней работы эксплуатационных скважин Ромашкинского месторождения, выполненный в ТатНИПИнефть под руководством И.Ф. Глумова, позволил обосновать наличие современного поступления углеводородов в промышленную нефтяную залежь пашийского горизонта Ромашкинского месторождения (Муслимов и др., 2004) и существование локализованных участков подтока новых порций УВ. В ходе анализа ГПД был разработан ряд критериев, позволивших из всего числа эксплуатационных скважин выделить те, в которых процесс подтока УВ был зафиксирован с наибольшей вероятностью. Такие скважины получили название аномальных. Комплексный анализ геолого-промысловых данных, выполненный в ТатНИПИнефть 2005-2006 гг. под руководством С.Уварова, позволил выделить из всего фонда скважин те, которые отвечали определенным критериям аномальности. К аномальным были отнесены скважины с накопленной добычей нефти более 0,5 млн. т., с дебитами нефти более 100 т/сут в течение не менее 5 лет, с продолжительностью работы более 40 лет, с накопленным водонефтяным фактором не более 0,5 м³/т, с растущими дебитами в течение не менее 5 лет в период падающей добычи нефти, т.е. когда долговременное естественное падение дебитов нефти сменяется «вдруг» долговременным ростом дебитов нефти.

На рисунке 1 показана динамика отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в течение 40 лет их эксплуатации. Как видно, максимальные значения этого параметра зафиксированы в 1962, 1976 и 1991 годах, то есть с периодичностью в 14-15 лет. Причем эффект отличия отношений дебитов более заметен в начальные годы разработки, затем он затухает по мере интенсификации техногенных воздействий на пласт и тотального применения внутриконтурной закачки воды под избыточным давлением нагнетания, но потом на фоне снижения заводнения интенсивность его проявления вновь усиливается (Хисамов и др., 2012).



Рис. 1. Динамика отношения средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин Миннибаевской площади за 40 лет их эксплуатации (по данным Хисамов и др., 2012)

Эффект подтока легких углеводородов в терригенные пласты девона подтверждается динамикой плотностей нефти, зафиксированной по результатам анализа изменения плотностей в пьезометрических скважинах, выполненного И.Н. Плотниковой в 1998-2003 гг. (Плотникова и др., 2017). На рисунке 2 показаны вариации числа скважин, в которых наблюдалось уменьшение плотности. Примечательно, что увеличение числа таких скважин отмечено в 1991 и 1992 годах, что коррелируется с увеличением параметра отношений средних дебитов аномальных скважин к средним дебитам нормальных скважин в 1991 году. Некоторое расхождение объясняется тем, что изменение плотности было взято лишь по пьезометрическим скважинам, то есть по гораздо меньшему числу скважин, нежели параметр отношения дебитов. К тому же эффект подтока мог быть, в первую очередь, зафиксирован в аномальных скважинах, а уже после этого (по мере движения вновь поступивших порций УВ) отразиться на характеристике нефти в пьезометрических скважинах. Тем не менее, тот факт, что даже в пьезометрических скважинах отмечена динамика изменения плотности, свидетельствует о масштабности поступления легких углеводородов в продуктивный пласт – объект разработки.

Синтез многовариантных исследований идентификации скважин с аномальными параметрами и соотношений их со скважинами с нормальными параметрами позволил выявить закономерности их расположения по площади и сравнительного изменения во времени.

Приведенные фактические промысловые материалы резко противоречат «закону» падающей добычи нефти и имеют прямое отношение к установленному феномену – «подпитке», а потому требуют специального исследования и изучения.

Геохимическое изучение нефтей из аномальных скважин однозначно свидетельствует об их отличии по целому ряду параметров (Рис. 3), полученных по данным группового, элементного, хроматографического, хромато-масс-спектрометрического анализов и по результатам изотопных исследований (Каюкова и др., 2012; Плотникова и др., 2017). Результаты проведенных исследований позволяют дифференцировать нефти из аномальных скважин и нормальных скважин, а также указывают на связь химического состава нефтей с геодинамической обстановкой района. В частности показано (Плотникова и др., 2017), что образцы нефтей из аномальных скважин Южно-Татарского (ЮТС) и Северо-Татарского сводов (СТС) характеризуются повышенным содержанием масел

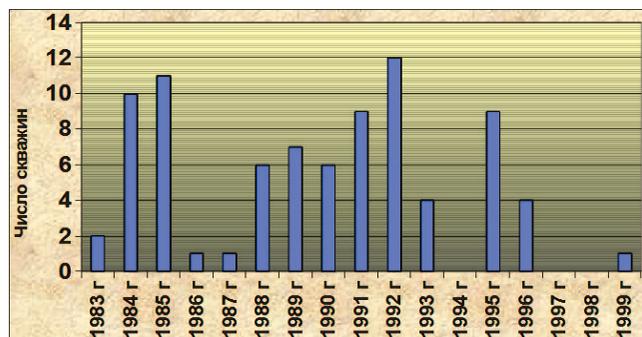


Рис. 2. Число пьезометрических скважин по годам, в которых было зафиксировано уменьшение плотности нефти из отложений терригенного девона Ромашкинского месторождения

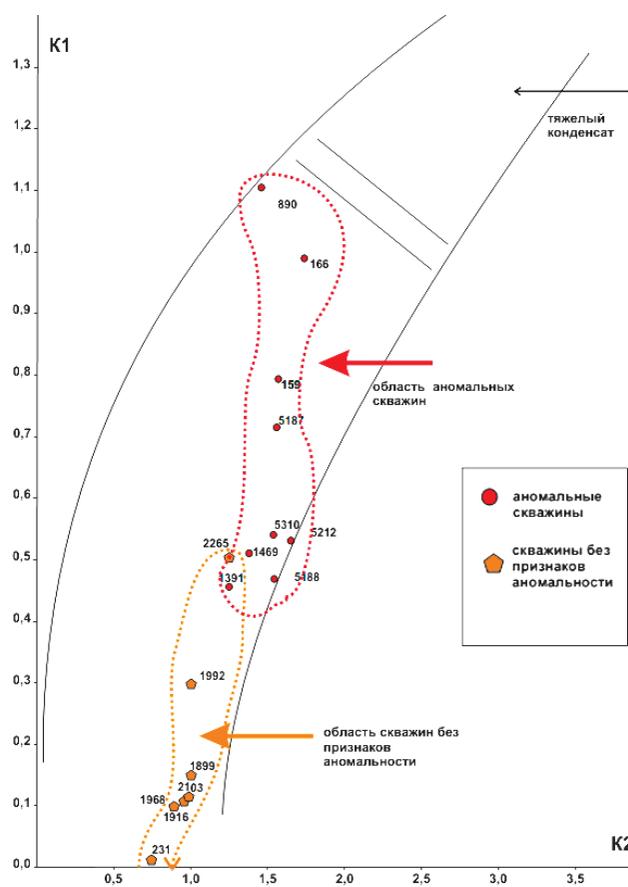


Рис. 3. Дифференциация образцов нефтей из аномальных скважин и скважин без признаков аномальности по коэффициентам K1, K2 (Плотникова и др., 2017)

(>60%) и пониженным – асфальтенов (<8%), в отличие от нефтей Мелекесской впадины, где не зарегистрированы признаки современного притока УВ в залежи (43% и 15%, соответственно). Для рассматриваемых образцов отличаются и относительные распределения n-алканов, показывающих также большее содержание легких УВ в нефтях ЮТС и СТС и влияние процессов биодegradации и окисления в нефтях Мелекесской впадины. Примечательно, что в пределах Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения ЮТС ранее выявленная различная геодинамическая активность участков залежи, связанная с дифференцированной активностью блоковой структуры фундамента, определяет непрерывно-прерывистое поступление легких УВ, что подтверждается результатами геохимических и других исследований (Каюкова и др., 2012; Плотникова и др., 2017; Salakhidinova et al., 2013). На рисунке 4 показана приуроченность аномальных скважин (до начала заводнения и применения МУН) к границам микроблоков (Плотникова и др., 2011), выделенных по результатам анализа гипсометрического положения репера «средний известняк».

Научное и практическое значение полученных результатов. Полученные результаты имеют большое практическое значение, поскольку позволяют оперативно проводить площадные геохимические исследования добываемых нефтей. Применение разрабатываемых критериев позволит локализовать участки залежей, в нефтях которых присутствуют следы вновь поступивших порций легких УВ. Над такими участками в перспективе должен быть установлен особый контроль, поскольку именно

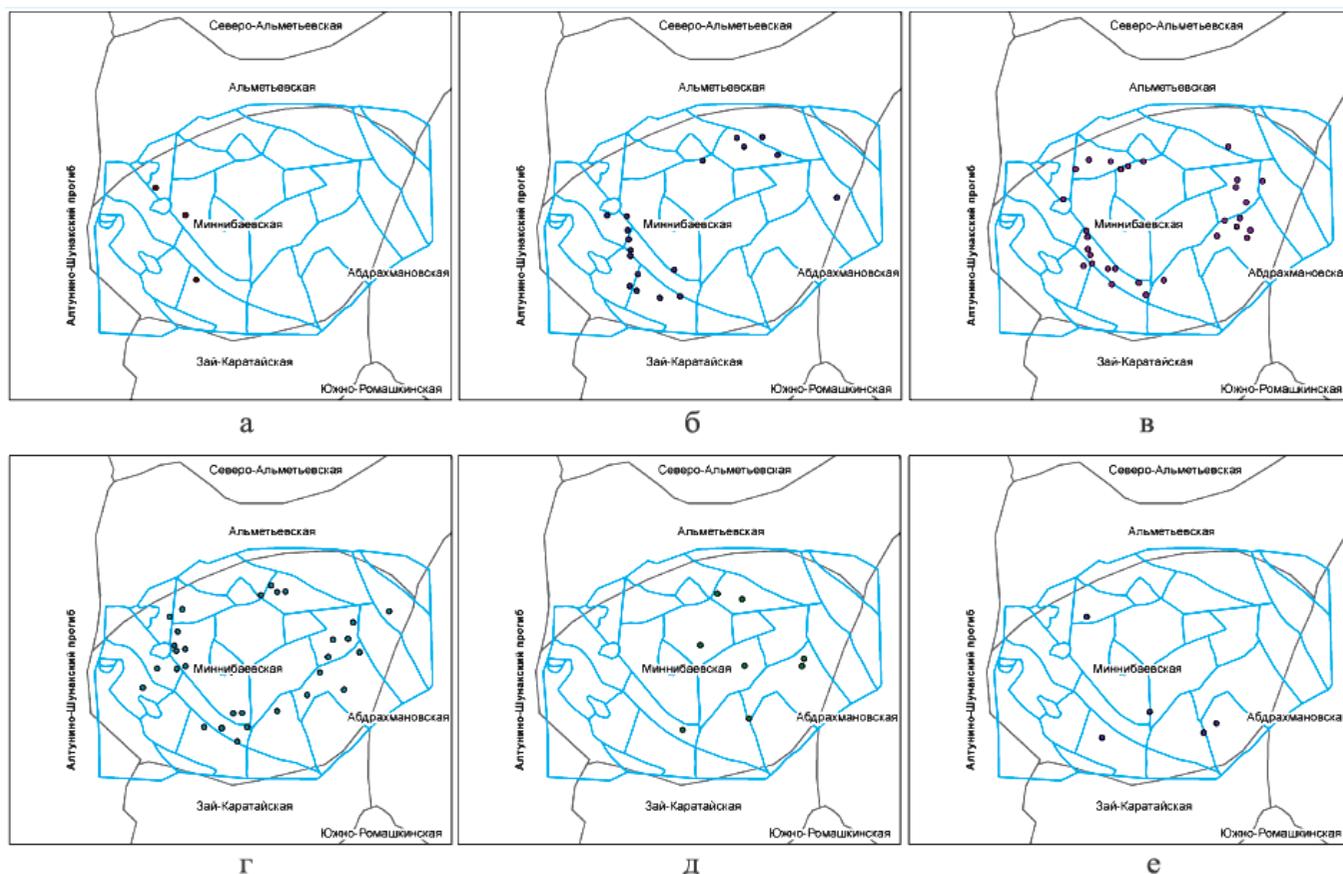


Рис. 4. Связь блокового строения фундамента и осадочной толщи с размещением скважин с различными критериями аномальности: а – 1957 год, б – 1958 год, в – 1959 год, г – 1960 год, д – 1961 год, е – 1962 год.

на них возможны восполнение запасов, периодическое увеличение дебитов скважин, восстановление нефтяных скоплений в промытых зонах.

На поздних стадиях разработки месторождений подобные геохимические исследования являются необходимыми, поскольку позволяют выявлять те участки залежей, на которых эксплуатация скважин может продолжаться длительное время.

Все изложенное позволяет сделать вывод о наличии факта миграции УВ (углеводородов) через фундамент в осадочный чехол по зонам трещиноватости, связанным с многочисленными разломами. Таким образом, можно с полной уверенностью говорить об «УВ-дыхании» и «подпитке» нижних горизонтов Ромашкинского месторождения, обусловленными дегазацией глубинных слоев Земли.

Проведенные анализы позволяют по-новому рассмотреть нефтяные месторождения как постоянно развивающийся, подпитывающийся углеводородами из глубин недр объект.

Приуроченность путей миграции нефти к зонам разломов, молодой возраст залежей нефти, а также заполненность структур менее чем на 100% дают основание предполагать продолжение процесса формирования залежей нефти и, таким образом, наличие современной миграции нефти и восполнение запасов, находящихся в разработке.

Возможность данного процесса может быть аргументирована с различных точек зрения. Однако наиболее реален и теоретически обусловлен подход к этой проблеме с позиции неорганического происхождения нефти, поскольку процесс глубинной генерации углеводородов и периодического их поступления в верхние горизонты

земной коры и осадочного чехла является закономерным явлением, контролируемым определенными геотектоническими условиями.

Построение моделей надо начинать с небольших месторождений (залежей) или участков крупных месторождений, по которым практически или уже отобраны ранее утвержденные запасы, или же эти запасы близки к истощению (отобрано более 95% начальных запасов). Затем необходим анализ принятых в подсчетах запасов параметров (пористость, мощность, нефтенасыщенность и др.). Затем более детально проанализировать КИН (максимально возможные и достигнутые коэффициенты вытеснения (по лабораторным и промысловым данным), коэффициенты охвата заводнением (по мощности и простиранию), возможные техногенные изменения залежей при их эксплуатации с применением методов заводнения.

Далее выделить скважины с аномальными для данной залежи дебитами нефти и спрогнозировать добычу нефти по ним и остальным скважинам. В настоящее время уже разработаны методические подходы (Плотникова и др., 2017; Salakhidinova et al., 2013) к выделению аномальных скважин и зон подтока УВ, базирующиеся на комплексе геохимических исследований нефтей и растворенных в них газах. Локализация таких скважин и зон может быть проведена на основе изучения нефтей эксплуатационных скважин. Также с использованием геохимических характеристик нефтей из аномальных скважин (Плотникова и др., 2017) целесообразно вести мониторинг процесса подтока УВ для определения периодичности и масштабов поступления легких УВ в залежь.

Целенаправленно такие геохимические исследования

на нефтяных месторождениях Татарстана пока не проводились, однако именно они позволят изучить влияние глубинной дегазации на формирование и переформирование нефтяных залежей, а также на восполнение запасов нефти в процессе длительной разработки месторождений.

Одновременно необходимо прогнозировать и моделировать процессы регенерации и переформирования залежей в IV стадии разработки (Дьячук, 2015; Дьячук, Князева, 2016).

После исчерпания возможностей увеличения КИН на участках с высокой нефтеотдачей и предельной обводненностью следует проводить экспериментальные работы по отключению их из эксплуатации, но какой-то период времени (0,5-1 год и более) для переформирования залежи. Как показывает опыт повторного пуска в эксплуатацию ранее выведенных из разработки участков в РТ и других регионах России, в результате переформирования залежи происходит значительное (на 10-15% и более) снижение обводненности и соответственно увеличение добычи нефти. Повторная эксплуатация участков в таких случаях ведется рентабельно. После проведения экспериментов, можно будет определить продолжительность периодов остановки участков в различных геологических условиях и рекомендовать более мощный способ эксплуатации залежи на поздней стадии с периодической остановкой добычи отдельных участков на переформирование при одновременной эксплуатации остальной высокообводненной части залежи на специальном режиме. Наша оценка показывает на возможное дополнительное увеличение КИН на 5 процентных пунктов.

Согласно выдвигаемой гипотезе механизма регенерации нефтяной залежи, остаточная нефть, мигрируя по поровым каналам под действием градиента давления, который обусловлен разницей в удельном весе вытесняющего агента и остаточной нефти, будет скапливаться у кровли продуктивного пласта и перетекать в области, где запас внутренней энергии для нее будет минимальным при данных термодинамических условиях (Дьячук, 2015).

Проведенные в мониторинговом режиме в период с 1998 по 2002 годы на Памятно-Сасовском месторождении (Нижнее Поволжье) силами ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» детальные исследования процесса подтока углеводородов в залежь однозначно доказали необходимость исследования пространственно-временных закономерностей ее флюидного режима (Касьянова, 2010). Наша оценка роли «подпитки» на Ромашкинском месторождении показана на рис. 5.

Заключение

Учитывая, что современная вертикальная миграция флюидных потоков снизу вверх имеет геодинамическую природу и для нее характерны избирательная локализация как по площади, так и по времени, для изучения процесса подтока необходим 4D анализ геолого-промысловых, геодинамических и геохимических данных в мониторинговом режиме (Касьянова, 2010). На сегодняшний день практическая возможность и необходимость организации подобных мониторинговых исследований на любом разрабатываемом нефтяном месторождении очевидны.

Для выявления условий переформирования залежей нужно организовать проведение специальных промысловых исследований по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин и перевод скважин на отбор, не превышающий скорости притока (кандидаты – скважины в микроантиклиналях кровли продуктивного пласта).

Проведенные работы позволят выбрать наиболее перспективные участки залежи для поиска каналов «подпитки» углеводородами из глубин недр. На этих участках можно рекомендовать проведение сейсмических исследований по новым технологиям (СЛБО, СЛОЭ, сейсморазведка МОГТ 3-D, 4-D и др.), мониторинг геолого-промысловых данных, геохимических характеристик нефти и растворенного газа, а также геодинамических параметров залежи, месторождения и прилегающей территории.

Совокупность накопленных данных позволит создать

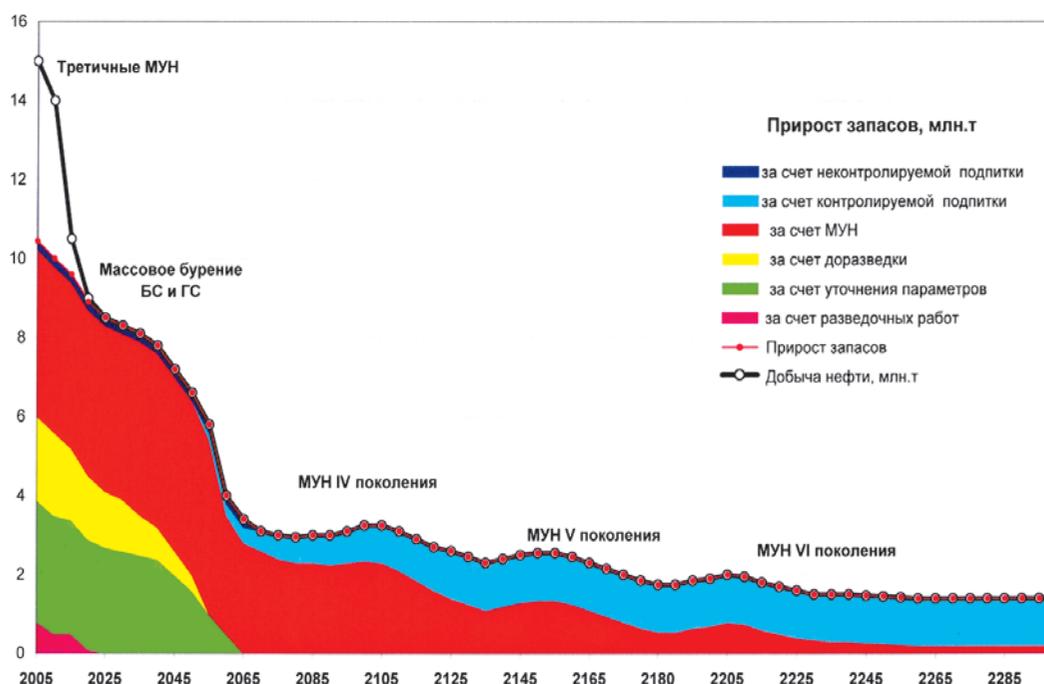


Рис. 5. Динамика добычи нефти и воспроизводства запасов нефти по Ромашкинскому месторождению с 2005 г.

модель, на которой можно будет проводить расчеты, определять скорости регенерации залежей в процессе разработки и объемы «подпитки» залежи углеводородами из глубин и прогнозировать роль процессов переформирования залежей в общей добыче нефти.

Приступать к моделированию этих процессов необходимо уже сегодня.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Трофимову В.А. за ценные советы и рекомендации при работе над статьей.

Литература

- Гаврилов В.П. (2007). Нефть и газ – возобновляемые ресурсы. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vobnovlyaemy.pdf
- Гаврилов В.П. (2008). Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях. *Геология нефти и газа*, 1, с. 56-64.
- Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. (2005). Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам). *Геохимия*, 11, с. 1208-1223.
- Гордадзе Г.Н. (2007). Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана. *Нефтехимия*, 47(6), с. 422-431.
- Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Клементьева Д.Н. и др. (2015). Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Геология нефти и газа*, 5, с. 62-69.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. (2004). Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа*, с. 20-27.
- Дьячук И.А. (2015). К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов. *Георесурсы*, 1(60), с. 39-46.
- Дьячук И.А., Князева Е.В. (2016). Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений и меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов. *Материалы Международной научно-практической конференции*. Казань: Изд-во «Ихлас», Т.1, 300 с.
- Касьянова Н.А. (2010). Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей. *Геология, география и глобальная энергия*, 3(38), с. 14-16.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. (2012). Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей. *Георесурсы*, 47(5), с. 37-40.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. (2009). Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. Москва: ГЕОС, 487 с.
- Муслимов Р.Х., Галдин Н.Е., Гвоздь С.М. и др. (1996). Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской и др. Казань: Дента, 486 с.
- Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2012). Возобновляются ли запасы нефти? *ЭКО*, 1(145), с. 29-34.
- Муслимов Р.Х. (2014). Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН, 750с.
- Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургуалиев Д.К. (2004). Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Геология нефти и газа (спецвыпуск)*, с. 43-49.

Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Ф.Ф. Носова, Салахидинова Г.Т., Пронин Н.В. (2014). Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти. *Химия и технология топлив и масел*, 6, с. 70-75.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (2013). Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 33-35.

Плотникова И.Н. (2004). Геолого-геофизические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. Санкт-Петербург: Недра.

Плотникова И.Н., Ахметов А.Н., Делев А.Н., Усманов С.А., Шарипов Б.Р. (2011). Геоинформационные подходы к изучению Ромашкинского месторождения. *Известия ВУЗов. Горный журнал*, 7, с. 63-67.

Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т. (2017). Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки. *Нефть и газ*, 5, с. 83-102.

Трофимов В.А. (2013). Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов. *Георесурсы*, 4(54), с. 65-68.

Трофимов В.А. (2014). Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. Москва: ГЕОС, 202 с.

Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Слесарева С.С. (2012). Оценка возможного подтока глубинных углеводородов в разрабатываемые залежи Ромашкинского месторождения (на примере Миннибаевской площади). *Георесурсы*, 5(47), с. 48-51.

Gottikh R.P., Pisotskiy V.I., Plotnikova I.N. (2014). Reduced fluids in the crystalline basement and the sedimentary basin (on an example of Romashkino and Verkhne-Chonskoye oil fields). *ARP Journal of Earth Sciences*, 3(1), pp. 25-41.

Kayukova G.P., Plotnikova I.N., Kosachev I.P., Romanov G.V. (2013). Genetic link fluids oil and gas complexes Romashkinskoye field with deep faults basement. *Abstracts of Kazan workshop on abiotic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 22-23.

Muslimov R.H., Plotnikova I.N. (2009). Investigation of the up-to-date process of the replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*, 101(1), p. 72.

Muslimov R.H., Plotnikova I., Salakhidinova G. et al. (2013). The proof of deep source of hydrocarbon on the Romashkino oil fields. *Abstracts of Kazan workshop on abiotic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 36-37.

Salakhidinova G.T., F.Nosova, I.Plotnikova, et al. (2013). Comparative characteristics of organic matter of oils from the 'anomalous' and 'traditional' zones within the Minnibayevskaya area of Romashkinskoye field. *Abstracts of Kazan workshop on abiotic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 43-44.

Сведения об авторах

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Ирина Николаевна Плотникова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Академия наук Республики Татарстан Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20 E-mail: irena-2005@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 09.07.2018;
Принята к публикации 25.07.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields

R.Kh. Muslimov¹, I.N. Plotnikova^{2*}

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

Abstract. The article is devoted to the study of replenishment of oil reserves in long-developed fields and contains a substantiation of the need for its monitoring and control. This will allow for a new approach to modeling the development and evaluation of residual reserves in the late stages of development of oil fields. In order to identify the conditions for the reformation of the deposits, special geochemical studies should be organized to localize the replenishment sites, as well as geological and commercial studies to determine the rate of oil accumulation in the trunks of highly watered wells. These works will allow selecting the most promising areas of the deposit to search for channels for deep degassing of hydrocarbons and recommending carrying out seismic studies with new innovative technologies for mapping channels and subsequent monitoring of degassing processes. The newly obtained results, combined with the information already available, will allow us to take a new approach to the development of an alternative geological and hydrodynamic model that will determine the rates of reservoir regeneration during development and the volumes of hydrocarbon reservoirs from the depths. It will also help to predict the role of reformation processes in the total oil production.

Keywords: oil, degassing, replenishment of reserves, flow of hydrocarbons, reformation of deposits, Romashkino field, long-term development, geochemical studies, oil composition monitoring

Recommended citation: Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2018). Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 186-192. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>

Acknowledgements

The authors thank V.A. Trofimov for valuable advice and recommendations when writing a manuscript.

References

- Dyachuk I.A. (2015). Reformation of oil fields and reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 1(60), pp. 39-45. (In Russ.)
- D'yachuk I.A., Knyazeva E.V. (2016). Features of the late stage of development of oil fields and measures to increase the oil recovery of depleted reservoirs. *Proc. Int. Scientific and Practical Conference*. Kazan: Ikhlas, vol. 1, 300 p. (In Russ.)
- Gavrilov V.P. (2008). Possible mechanisms of natural resources renewability in oil and gas fields. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 1, pp. 56-64. (In Russ.)
- Gavrilov V.P. Oil and gas – renewable resources. http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyayemy.pdf. (In Russ.)
- Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. (2005). Geochemical characteristics of oils and DOM rocks in the central regions of the Volga-Ural (using HC-biomarkers). *Geokhimiya = Geochemistry*, 11, pp. 1208-1223. (In Russ.)
- Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. (2007). On the oil sources in the northeast of Tatarstan. *Neftekhimiya = Petroleum Chemistry*, 47(6), pp. 422-431. (In Russ.)
- Goryunov E.Yu., Ignatov P.A., Kliment'eva D.N., Khalikov A.N. (2015). The show of present hydrocarbon inflow into oil and gas complexes in the Volga-Ural oil and gas province. *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas*, 5, pp. 62-69. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Malinina S.S., Romanov Yu.A., Plotnikova I.N. (2004). Paragenesis of abnormal geophysical and geochemical fields and hydrocarbon accumulations in the Volga-Ural oil and gas province (on the example of the South Tatar arch). *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas*, pp. 20-27. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I., Plotnikova I.N. (2014). Reduced fluids in the crystalline basement and the sedimentary basin (on an example of

Romashkino and Verkhne-Chonskoye oil fields). *ARPN Journal of Earth Sciences*, 3(1), pp. 25-41.

Kas'yanova N.A. (2010). Geofluidodynamic evidence of modern replenishment of reserves of oil and gas deposits. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya = Geology, geography and global energy*, 3(38), pp. 14-16. (In Russ.)

Kayukova G.P., Plotnikova I.N., Kosachev I.P., Romanov G.V. (2013). Genetic link fluids oil and gas complexes Romashkinskoye field with deep faults basement. *Abstracts of Kazan workshop on abiogenic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 22-23.

Kayukova G.P., Romanov G.V., Lukyanova R.G. et al. (2009). Organic geochemistry of the sedimentary strata and crystalline basement on the territory of Tatarstan. Moscow: GEOS, 487 p. (In Russ.)

Kayukova G.P., Romanov G.V., Plotnikova I.N. (2012). Geochemical aspects of the study of the process of replenishment of oil deposits. *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 37-40. (In Russ.)

Khisamov R.S., Ibatullin R.R., Amerkhanov M.I., Slesareva S.S. (2012). Estimation of deep hydrocarbon possible inflow into the developed deposits of the Romashkino field, Tatarstan Republic, Russia (on the example of Minnibayev area). *Georesursy = Georesources*, 47(5), pp. 48-51. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Galdin N.E., Gvoz'd' S.M. et al. (1996). The crystalline basement of Tatarstan and the problems of its oil and gas potential. Kazan: Denta Publ. 487 p. (In Russ.)

Muslimov R.H., Plotnikova I., Salakhidinova G. et al. (2013). The proof of deep source of hydrocarbon on the Romashkino oil fields. *Abstracts of Kazan workshop on abiogenic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal University, pp. 36-37.

Muslimov R.H., Plotnikova I.N. (2009). Investigation of the up-to-date process of the replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*, 101(1), p. 72.

Muslimov R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future. 2 Ed. Kazan: Fen Publ., 750 p. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Glumov I.F., Plotnikova I.N. et al. (2004). Oil and gas fields – a self-developed and permanently renewable objects. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 10, pp. 43-49. (In Russ.)

Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2012). Are the oil reserved renewed?. *EKO*, 1, pp. 29-34. (In Russ.)

Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2014). Peculiarities of the composition and structure of the oils of Pervomaisky and Romashkinskoye oil fields. *Khimiya i tekhnologiya topliv i masei = Chemistry and technology of fuels and oils*, 6, pp. 70-75. (In Russ.)

Plotnikova I.N. (2004). Geological, geophysical and geochemical preconditions for oil and gas potential of the crystalline basement of Tatarstan. St.Petersburg: Nedra, 171 p. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Akhmetov A.N., Delev A.N., Usmanov S.A., Sharipov B.R. (2011). Geoinformation approaches to study geodynamics of the Romashkino oil field. *Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal*, 7, pp. 63-69. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in Pashiysky horizon of Romashkinskoye oil field. *Neftyanoe khozaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)

Plotnikova I.N., Salakhidinova G.T. (2017). Geochemical criteria for identification of unprocessed sections of oil deposits at a late stage of their development. *Nefi' i gaz = Oil and gas*, 5, pp. 83-102. (In Russ.)

Salakhidinova G.T., F Nosova, I.Plotnikova, et. al. (2013). Comparative characteristics of organic matter of oils from the 'anomalous' and 'traditional' zones within the Minnibayevsky area of Romashkino field. *Abstracts of Kazan workshop on abiogenic hydrocarbons*, Kazan: Kazan Federal Univer., pp. 43-44.

Trofimov V.A. (2013). Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of "old" fields – oil production directly from the oil-bearing channels. *Georesursy = Georesources*, 4(54), pp. 65-67. (In Russ.)

Trofimov V.A. (2014). Deep regional seismic CDP studies of oil and gas areas. Moscow: GEOS, 202 p. (In Russ.)

About the Authors

Renat Kh. Muslimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Kazan (Volga region) Federal University
Kremlevskaya st. 4/5, Kazan, 420008, Russian Federation

Irina N. Plotnikova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan
Baumana st. 20, Kazan, 420012, Russian Federation
E-mail: irena-2005@rambler.ru

Manuscript received 09 July 2018;
Accepted 25 July 2018; Published 30 August 2018

Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений

И.Ф. Бобб

ООО «ЭТА Инжиниринг», Москва, Россия

E-mail: bobbirina@gmail.com

Международный рынок заполнен качественными решениями в области компьютерного моделирования месторождений, поставляемыми специализированными сервисными компаниями. Тем не менее нефтегазовые операторы самостоятельно разрабатывают прикладное программное обеспечение, хотя, на первый взгляд, им гораздо проще купить готовые пакетные решения. С какой целью тратить на эту деятельность время и средства? Что нужно сегодня компании для успешного создания и коммерциализации программных продуктов?

Приводится пример развития программного комплекса на базе собственного решения, ориентированного на реализацию алгоритмизированной производственной проблемы в системе start-up Сколково.

Ключевые слова: программное обеспечение, IT-технологии, моделирование месторождений, коммерциализация, стартап Сколково

Для цитирования: Бобб И.Ф. Международный опыт создания нефтегазовых IT-технологий для моделирования месторождений. *Георесурсы*, 20(3), Ч.1, с. 193-196. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.193-196>

1. Введение. Geoscience и моделирование, задачи и средства решения

Geoscience – это научные методы изучения планеты Земля и ее геологических систем и природных ресурсов в прошлом, настоящем и будущем. С целью освоения ресурсов углеводородов применяются методы различных наук о Земле: геологии, геофизики, геохимии, петрофизики, геомеханики.

На основании данных, собранных из разномасштабных источников, специалисты – геологи, геофизики и инженеры изучают процессы, происходящие в нефтегазовых системах и резервуарах (Рис. 1).

Если сделать небольшой экскурс в историю развития методов компьютерного моделирования, в нашей стране, то мы увидим, что эти методы появились и развиваются очень быстро, во временной шкале одной человеческой жизни. До 50-х годов 20-го века скважины бурили по структурной сетке, далее с развитием сейсморазведки решения принимались по структурным картам. Качественный скачок в изучении нефтегазовых систем произошел в начале 80-х годов, когда стало активно развиваться программное обеспечение (ПО) для компьютерного моделирования.

В процессе жизненного цикла месторождения постоянно регистрируется большое количество разноформатных и разномерных данных с высоким уровнем неопределенности (Рис. 2). Например, сейсмическая информация, на основании которой моделируется межскважинное пространство, имеет ограничения, связанные с разрешением записи сигнала. Все эти данные необходимо обработать и учесть для построения и мониторинга модели.

2. Опыт западных нефтяных компаний в разработке home-made software – собственного программного обеспечения для моделирования

На международном рынке конкурируют две основных группы компаний, специализирующихся на разработке и продаже программных продуктов:

- нефтесервисные «гиганты», такие как Schlumberger, Halliburton, CGGVeritas, Emerson Electric. Для них разработка и создание ПО не является основным бизнесом, например, выручка Schlumberger от продаж программного обеспечения не превышает 1-2 % от общей выручки;

- компании, для которых разработка и продажи ПО – основной бизнес: Kappa Engineering, RFD, TGToil и другие. На рисунке 3 приведен график динамики роста мирового рынка программного обеспечения для нефтедобычи (Аналитический доклад по технологиям нефтедобычи, 2018).

Но есть и другой тип разработчиков ПО – компании-операторы, холдинги, получающие прибыль прежде всего за счет добычи нефти. И они также выделяют немалые ресурсы для создания собственных программных продуктов.

Так с какой же целью западные нефтяные холдинги самостоятельно разрабатывают программное обеспечение, если рынок заполнен качественными решениями? Компании имеют супердоходы, и, на первый взгляд, гораздо проще купить готовые пакетные решения.

Рассмотрим несколько примеров успешного создания home-made software:

- Концерн Total имеет крупный исследовательский центр на юге Франции в городе По. Ведет разработку ПО в области обработки сейсмических изображений подселевых комплексов (Sismage) и моделирования трещинных коллекторов gOfrac. Total вместе с компанией Chevron

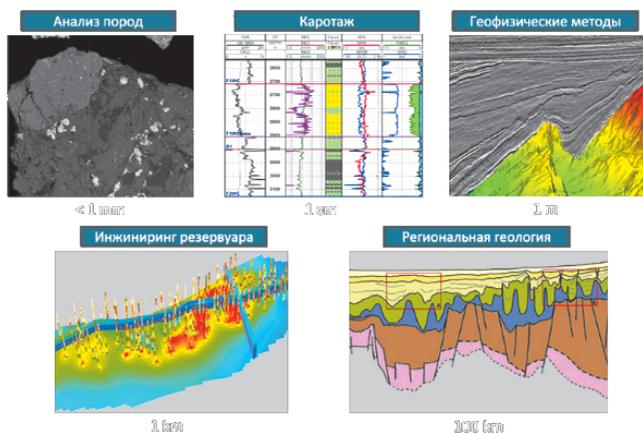


Рис. 1. Разномерность входных данных

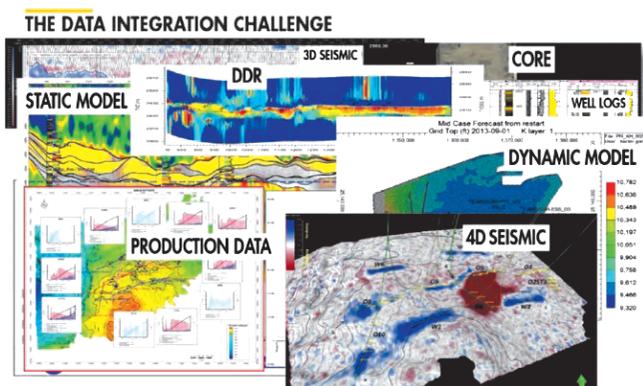


Рис. 2. Интеграция этапов моделирования

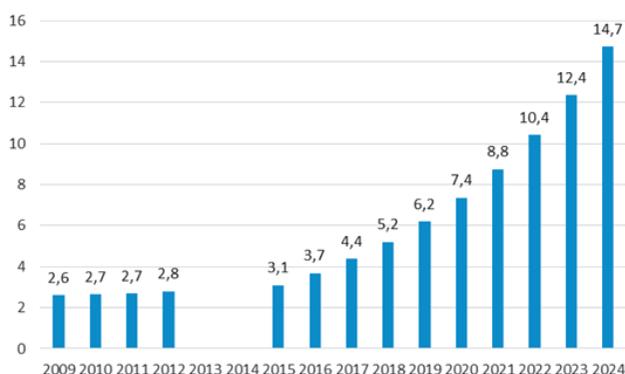


Рис. 3. Динамика мирового рынка программного обеспечения для нефтедобычи (в миллиардах США). Оценка Сколтеха (Аналитический доклад по технологиям нефтедобычи, 2018)

входит в консорциум по разработке симулятора Intersect, поставляемого Schlumberger.

- Shell имеет собственный научно-исследовательский центр в Рейхвейке, где разработан симулятор MoReS. Буровые приложения платформы Openworks разработаны совместно с Halliburton (Innovation through research and development. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/>).

- BP-Amoco – в прошлом разработчик симулятора Falcon, в настоящее время право собственности на продукт с коммерческим названием Nexus перешло к компании Halliburton.

Анализ, проведенный на основании доступной информации и нескольких интервью со специалистами этих компаний, показал, что ни одна компания не продает свои разработки самостоятельно.

Цели создания собственных разработок западными операторами:

- для поддержания имиджа высокотехнологичной компании,
- для формирования высокопрофессиональных компетенций своих специалистов для анализа и тестирования ПО других вендоров,
- для создания собственных решений, не зависящих от планов разработки новых продуктов основными вендорами,
- в случае, когда затраты на приобретение и поддержку лицензий сопоставимы с содержанием собственного штата программистов.

Программы используются внутри компании, а для коммерциализации на внешнем рынке продукты передаются вендорам, поскольку своей структуры маркетинга и продаж программных продуктов у нефтяных компаний нет.

Особенность американского рынка ПО – это огромное количество, десятки тысяч малых компаний, создающих программное обеспечение и конкурирующих между собой. Роль нефтегазовых холдингов – поддержка стартапов и малых компаний несмотря на то, что из 10-ти компаний по-настоящему «выстреливает» только одна.

3. Опыт разработки home-made ПО российскими нефтяными компаниями

Первый комплекс СЦС-3 для обработки и интерпретации геофизических данных, которым были оснащены все тресты страны, был создан еще в 70-х годах в ЦГЭ. В настоящее время существует некоторое количество программных комплексов, созданных выходцами из ЦГЭ (Geoplant, Prime) и другими независимыми разработчиками.

Российские холдинги также активно разрабатывают программное обеспечение с целью обеспечить меньшую зависимость от западных поставщиков (Роснефть, Газпромнефть, Татнефть, Сургутнефтегаз). Однако 90% закупок ПО по-прежнему осуществляется у традиционных вендоров, пока из российских поставщиков на широкий международный рынок вышла только RFD.

4. Что нужно сегодня стартапу для успешного создания и коммерциализации программных продуктов?

- Иметь разработку, востребованную рынком;
- Уходить в ниши и быть в них лучшими;
- Иметь преимущества в скорости расчетов и удобстве интерфейса. 10-15 лет назад самые успешные создатели ПО были специалисты-алгоритмисты, сейчас мир движется к качеству визуализации и упрощению человеко-машинного общения;
- Иметь строгую мотивацию, которая возможна только при наличии общей единой цели и получения зарплаты в стартапе. Не свой бизнес – мотивация падает;
- Иметь на одного алгоритмиста в команде около 10 человек с различными специализациями: технолог, программисты, тестер, специалист по поддержке, инструктор, лектор, маркетолог, продавец;
- Творить в условиях свободной конкуренции, бороться за гранты. Если будет только госрегулирование или госзаказ – рынок будет разрушен.

В условиях избытка традиционных предложений на рынке будущее – за универсальными коммерческими платформами, к которым можно будет прикреплять необходимые модули для решения любых задач.

5. Пример развития программного комплекса на базе собственного решения, ориентированного на реализацию алгоритмизированной производственной проблемы в системе start-up Сколково

Название проекта: Разработка программно-методического комплекса для совершенствования методов управления разработкой нефтяных месторождений.

Выбор темы был обусловлен успешной историей сотрудничества ПАО «Татнефть» с KAPPA Engineering, а также важностью задачи – с помощью поддержки государства (Фонда Сколково) силами start-up компании обеспечить решение важных для государства задач по повышению эффективности управления разработкой нефтяных месторождений.

План развития проекта в 2016-2018 годы:

- получение статуса резидента Фонда Сколково,
- создание стартапа после получения статуса резидента,
- параллельное проведение исследований с целью создания методики в конце 2016-го года и программной технологии в конце 2018-го года.

- подача документов на грант.

Старт проекта. В начале 2016-го года начались работы по созданию методики оптимизации режимов работы скважин и одновременно созданию заявки на получение статуса резидента Сколково по теме «Разработка программно-методического комплекса для совершенствования методов управления разработкой нефтяных месторождений».

В декабре 2017-го года заявка была принята экспертами с присуждением 28 из 30 возможных баллов. Успех заявки по пункту востребованности на мировом рынке обеспечен разработкой принципов совместной работы с западным разработчиком и вендором программного обеспечения - Kappa-Engineering. В настоящее время создана компания-резидент фонда Сколково «ЭТА Инжиниринг»

План последующего развития проекта в IT-кластере Сколково:

- Техническое развитие. Проектирование автоматизированной системы сбора данных на месторождении в рамках концепции интеллектуального месторождения, создание плагинов, развитие пакетного модуля или интеграция с уже существующими решениями.

- Коммерциализация. Изучение рынков, маркетинг: участие в международных конференциях, семинарах, публикации в специализированных журналах, продвижение технологии в зарубежной печати, выполнение пилотных проектов. Развитие системы технической и клиентской поддержки.

- Проведение оптимизационных расчетов, совершенствование алгоритмов, поиск идей и проектов по расширению спектра инновационных решений оптимизационных задач (бурение, геофизика).

Перспективы развития. Работа по созданию портфеля НИОКР-проектов и гибкой системы внешних

стартапов-проектов выигрышен для компании, поскольку позволит получать налоговые льготы, грантовое финансирование (не только из Сколково), привлекать внешних российских и международных экспертов под конкретные задачи на время выполнения проекта.

6. Заключение. Будущее – за поколением-Z

Этапы развития в целом IT-отрасли можно представить в виде трех платформ. Мы сейчас находимся на уровне 2-й платформы, в ее основе лежат традиционные персональные компьютеры, Интернет, клиент-серверная архитектура и сотни тысяч приложений (The 3rd Platform is Evolving <https://www.idc.com/promo/thirdplatform>).

Концепция Третьей платформы основывается на четырех элементах: больших данных, мобильных устройствах, облачных сервисах и социальных технологиях. Приложения, контент и услуги, построенные на базе технологий Третьей платформы, будут доступны миллиардам пользователей (Обзор и оценка перспектив развития мирового и российского рынков ИТ, 2015).

Новые IT-технологии (нейронные сети, искусственный интеллект, машинное обучение, облачные технологии, Big data) будут очень быстро развиваться, а за ними следом и прикладные программы (Рис. 4). Возможно, под влиянием развития средств IT-индустрии **поколение-Z** создаст совершенно новые алгоритмы и программное обеспечение, что даст новый качественный скачок в развитии нефтегазовых IT – технологий.



Рис. 4. Три платформы в эволюции рынка ИТ. По данным IDC

Литература

- Анализ мирового рынка программного обеспечения. <http://o2consulting.ru>
- Аналитический доклад по технологиям нефтедобычи (2018). <http://sk.ru/news/b/articles/archive/2018/02/15/skolteh-obnarodoval-analiticheskiy-doklad-po-tehnologiyam-neftedobychi.aspx>
- Геология будущего. Росгеология. <http://www.rosgeo.com>
- Облачные вычисления, Мировой рынок. <http://www.tadviser.ru/>
- Обзор и оценка перспектив развития мирового и российского рынков ИТ. (2015). Московская Биржа. <https://habr.com/company/moex/blog/250463/#1>
- Geoscience-Overview. <https://www.cgg.com/en/What-We-Do/Geoscience-Overview>
- Hesham Ebaid, Kanglin Wang, Marcelo Seixas, Gautam Kumar, Graham Brew and Tracy Mashiotta. Practical example of data integration in a PRM environment. <http://www.dgi.com/>
- Innovation through research and development. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/>
- Subsalt imaging optimized design wats acquisition method. <https://www.ep.total.com/en/expertise/exploration/subsalt-imaging-optimized-design-wats-acquisition-method>
- The 3rd Platform is Evolving. <https://www.idc.com/promo/thirdplatform>

Сведения об авторе

Ирина Фридриховна Бобб – Генеральный директор
ООО «ЭТА Инжиниринг»
Россия, 121205, Москва, Сколково, б-р Большой, 42, стр. 1

Статья поступила в редакцию 31.07.2018;
Принята к публикации 16.08.2018;
Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

International experience of petroleum IT creation*I.F. Bobb**Eta-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation*

Abstract. The international market is full of high-quality solutions for reservoir modeling provided by specialized service and consultancy companies. Nevertheless, oil and gas operators independently develop their own home-made software solutions, although, at first glance, it is much easier for them to buy ready-made package solutions. What is the purpose of spending time and money on this activity? What do companies need today to successfully create and commercialize software products?

An example of the development of a software package based on own solution in the Skolkovo start-up system is given.

Keywords: reservoir modeling, home-made software solutions, IT-technologies, start-up Skolkovo

Recommended citation: Bobb I.F. (2018). International experience of petroleum IT creation. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 1, pp. 193-196. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.103-196>

References

- Analiticheskii doklad po tekhnologiyam neftedobychi [Analytical report on oil production technologies]. (2018). <http://sk.ru/news/b/articles>
- Analiz mirovogo rynka programmnogo obespecheniya [Analysis of the world market of software]. <http://o2consulting.ru>

Geologiya budushchego. Rosgeologiya [Geology of the future. Rosgeology]. <http://www.rosgeo.com>

Geoscience-Overview. <https://www.cgg.com/en/What-We-Do/Geoscience-Overview>

Hesham Ebaid, Kanglin Wang, Marcelo Seixas, Gautam Kumar, Graham Brew and Tracy Mashiotta. Practical example of data integration in a PRM environment. <http://www.dgi.com/>

Innovation through research and development. <https://www.shell.com/energy-and-innovation/>

Oblachnye vychisleniya, Mirovoi rynek [Cloud computing, World market]. <http://www.tadviser.ru/>

Review and evaluation of the prospects for the development of the world and Russian IT markets. (2015). Moscow Stock Exchange. <https://habr.com/company/moex/blog/250463/#1>

Subsalt imaging optimized design wats acquisition method. <https://www.ep.total.com/en/expertise/exploration/subsalt-imaging-optimized-design-wats-acquisition-method>

The 3rd Platform is Evolving. <https://www.idc.com/promo/thirdplatform>

About the Author

Irina F. Bobb – Director General

Eta-Engineering LLC

Bolshoy st., 42 bul.1, Skolkovo, Moscow, 121205,
Russian Federation

E-mail: bobbirina@gmail.com

Manuscript received 31 July 2018;

Accepted 16 August 2018; Published 30 August 2018

В номере:

• Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды...206
О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, С.И. Арутюнов и др.

• Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры...238
И.Я. Чеботарева

Итоги научно-практического семинара
«Трещиноватость и флюидодинамика Земной коры и их роль
в формировании и освоении месторождений нефти и газа»

г. Казань, 13-14 марта 2018 г.

Главный редактор:

Муслимов Р.Х. – д.геол.-мин.н., профессор,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Редакционная коллегия

Агзамов Ф.А., Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Алтунина Л.К., Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Баренбаум А.А., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Лаломов А.В., Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия

Нургалиев Д.К., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Плотникова И.Н., Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Прищепа О.М., АО «ВНИГРИ», Санкт-Петербург, Россия

Ситдикова Л.М., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Ступакова А.В., Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Трофимов В.А., АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия

Хакимзянов И.Н., Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Храмченков М.Г., Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Хуторской М.Д., Геологический институт РАН, Москва, Россия

Delamaide E., IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada

Gadelle C., Xytel Inc., Paris, France

Kayal J.R., Institute of Seismological Research, Gandhinagar, India

Vandenberghе N., K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:
Христофорова Д.А.

Технический редактор: Николаев А.В.

Специалист по компьютерной верстке: Абросимова И.С.

Специалист по переводу: Мулиле А.А.

Веб-редактор: Сабиров А.П.

Адрес редакции и издателя: Россия, 420012, Казань,

ул. Маяковского, 10-1. Тел: +7 843 2390530

e-mail: mail@geors.ru

Издатель: ООО «Георесурсы»

Журнал «Георесурсы» – это рецензируемое научно-техническое издание. Журнал издается с 1999 года.

Журнал включен/индексируется в:

• Emerging Sources Citation Index (ESCI) на платформе

Web of Science Core Collection;

• База данных CAS (Chemical Abstracts Service);

• База данных GeoRef;

• Базы данных компании EBSCO Publishing на платформе EBSCOhost;

• Перечень рецензируемых научных журналов и изданий;

• Система «Российский индекс научного цитирования».

Полнотекстовая электронная версия журнала
в открытом доступе: www.geors.ru, elibrary.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Подписной индекс в Каталоге «Роспечать» – 36639

Подписано в печать 30.08.2018. Тираж 1000. Цена договорная

Отпечатано в ЗАО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость»

420029, Россия, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна.

© 2018 Научно-технический журнал «Георесурсы». Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция»)

4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Содержание

Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях198
Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова

Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа206
О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, С.И. Арутюнов, Е.Г. Ризанов, В.П. Дыбленко, В.В. Дрягин

Выбор метода микросейсмических исследований в зависимости от решаемой задачи217
Е.В. Биряльцев, М.Р. Камиллов

Закономерности развития зон трещиноватости в породах осадочного чехла Западной Сибири по результатам применения технологии «OilRiver», ГИС горизонтальных скважин и данных ГРП222
Е.Д. Глухманчук, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский

Метод построения дифракционных изображений трещинно-кавернозных зон на основе многомерной спектральной фильтрации и новые возможности изучения свойств геологических сред на основе анализа многомерных сейсмических данных общей точки изображения228
Е.В. Анохина, Г.Н. Ерохин

Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры238
И.Я. Чеботарева

Использование вызванной акустической эмиссии коллекторов для обнаружения и извлечения углеводородов246
В.В. Дрягин

Пример практического применения информации о трещиноватости по данным комплекса ГИС и высокотехнологических методов261
Р.Н. Абдуллин, А.Р. Рахматуллина

Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости267
Е.П. Симоненко, С.С. Долгирев, Ю.В. Кириченко

Итоги научно-практического семинара «Трещиноватость и флюидодинамика Земной коры и их роль в формировании и освоении месторождений нефти и газа», г. Казань, 13-14 марта 2018 г.274

Key title: «Georesursy». Parallel title: «Georesources»

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov
Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation**Editorial Board****Farit A. Agzamov**, Ufa State Petroleum Technical University,
Ufa, Russian Federation**Lyubov K. Altunina**, Institute of Petroleum Chemistry of the Siberian
Branch of the Russian Academy of Sciences, Tomsk, Russian Federation**Azary A. Barenbaum**, Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Eric Delamaide**, IFP Technologies (Canada) Inc., Calgary, Canada
Claude Gabelle, Xytel Inc., Paris, France**Jnana Ranjan Kayal**, Institute of Seismological Research,
Gandhinagar, India**Ilgizar N. Khakimzyanov**, Institute TatNIPineft Tatneft PJSC,
Bugulma, Russian Federation**Maxim G. Khrumchenkov**, Kazan Federal University, Kazan,
Russian Federation**Mikhail D. Khutorskoy**, Institute of Geology of the Russian
Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits,
Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy
of Science, Moscow, Russian Federation**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan,
Russian Federation**Irina N. Plotnikova**, Tatarstan Academy of Sciences, Kazan,
Russian Federation**Oleg M. Prischepa**, All-Russian Petroleum Research Exploration
Institute, St.Petersburg, Russian Federation**Lyalya M. Sitdikova**, Kazan Federal University, Kazan,
Russian Federation**Antonina V. Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University,
Moscow, Russian Federation**Vladimir A. Trofimov**, Central Geophysical Expedition JSC,
Moscow, Russian Federation**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium**Editorial office:**Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova. Editor: Irina Abrosimova.
Prepress by Alexander Nikolaev. Translator: Alsu Mulile.
Web-editor: Artur Sabirov.**Publisher:** Georesursy LLC**Editorial and Publisher's address:** 10-1 Mayakovsky St., Kazan,
420012, Russian Federation
Phone: +7 843 2390530, e-mail: mail@geors.ruGeoresursy (Georesources) is a peer-reviewed scientific and technical journal
published since 1999**The journal is included/indexed in:**

- **Emerging Sources Citation Index (ESCI);**
- **CAS (Chemical Abstracts Service) databases;**
- **GeoRef database;**
- **EBSCOhost™ databases;**
- **Ulrich's Periodicals Directory.**

The full-text e-versions of the articles are available on: www.geors.ru
All the materials of the journal Georesursy (Georesources) are available
under the CC BY license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).Registered by the Federal Service for Supervision
of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies.
Issue date: 30.08.2018© 2018 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources).
Published by Georesursy LLC**Table of Contents**

The main problems of developing deposits of unconventional hydrocarbons in ultra-low-permeable and shale sediments	198
<i>R.Kh. Muslimov, I.N. Plotnikova</i>	
Seismic studies of the unevenness of open fracturing and inhomogeneity of the fluid saturation in the geological environment for optimal development of oil and gas fields	206
<i>O.L. Kuznetsov, I.A. Chirkin, S.I. Arutyunov, E.G. Rizanov, V.P. Dyblenko, V.V. Dryagin</i>	
Method selection of microseismic studies depending on the problem being solved	217
<i>E.V. Biryaltsev, M.R. Kamilov</i>	
Regularities in the development of fracturing zones in rocks of the sedimentary cover of Western Siberia, based on the results of the application of the OilRiver technology, horizontal well logging and hydrofracturing data	222
<i>E.D. Glukhmanchuk, V.V. Krupitskiy, A.V. Leontievskiy</i>	
Method for constructing diffraction images of fractured-cavernous zones on the basis of multidimensional spectral filtration and new possibilities for studying the properties of geological media on the basis of multidimensional seismic data analysis of a common image point	228
<i>E.V. Anokhina, G.N. Erokhin</i>	
Emission seismic tomography – the tool to study fracturing and fluidodynamics of the Earth crust	238
<i>I.Ya. Chebotareva</i>	
Use of induced acoustic emission of reservoirs for the detection and recovery of hydrocarbons	246
<i>V.V. Dryagin</i>	
An example of practical application of information on fracturing according to the well logging data complex and high-tech methods	261
<i>R.N. Abdullin, A.R. Rakhmatullina</i>	
The possibilities of well logging data methods for studying fracturing	267
<i>E.P. Simonenko, S.S. Dolgirev, Yu.V. Kirichenko</i>	
<i>Protocol of the Research and Practice Seminar «Fracturing and Fluid Dynamics of the Earth's Crust and Their Role in the Formation and Development of Oil and Gas Fields» 13-14 March, 2018, Kazan, Russian Federation.....</i>	
274	

Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях

Р.Х. Муслимов¹, И.Н. Плотникова^{2*}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Сланцевая революция и большой прогресс в США по освоению залежей в плотных, ультранизкопроницаемых, сланцевых толщах поставили на повестку дня вопросы изучения и освоения нетрадиционных залежей. Особое геологическое строение залежей нетрадиционных нефтей обуславливает необходимость применения новых (отличных от традиционных) методов поиска, разведки и разработки таких залежей. А это, в свою очередь, требует нового подхода к изучению особенностей геологического строения и созданию геолого-гидродинамических моделей с учетом полей трещиноватости и неоднородности в распределении нефтеносности залежи и продуктивности добывающих скважин. В статье рассматриваются проблемы изучения трещиноватости пород и необходимости ее учета при геологическом и гидродинамическом моделировании нефтяных и газовых залежей. Обязательное использование инновационных технологий сейсморазведки в изучении геологического строения месторождений и новых технологий изучения шлама в процессе бурения – залог успешного изучения нетрадиционных коллекторов и сланцевых толщ на различных этапах геологоразведочных работ и при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти, нетрадиционные залежи нефти, низкопроницаемые, плотные, ультранизкопроницаемые пласты, залежи сверхвязких нефтей и природных битумов, коэффициент извлечения нефти, опытно-промышленные работы, сланцевые породы, гидроразрыв пласта, геологические и геолого-гидродинамические модели

Для цитирования: Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2018). Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 198-205. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.198-205>

Опыт США и других стран Запада показывает огромные перспективы нефтегазосности плотных пород, основу которых, как они полагают, составляют сланцевые формации. Но последние исходя из опыта и накопления этих типов пород являются лишь частью общего понятия плотные породы. Так в работе (Прищепа, Аверьянова и др., 2014) говорится: «С одной стороны, понятия «сланцевая нефть и газ» и «нефть и газ плотных пород» можно считать несовпадающими, в первую очередь из-за критериев их выделения, а с другой необходимо понимать, что вторые полностью поглощают первые. Обобщающий и наиболее часто употребляемый в нефтедобывающей отрасли США термин «нефть из плотных пород – низкопроницаемых коллекторов» сегодня чаще применяется для обозначения всего многообразия нетрадиционных источников нефтей, для добычи которых нужны специальные технологии, включающие бурение многопластовых горизонтальных скважин, многостадийные гидроразрывы пластов, микросейсмические и микроскановые наблюдения».

В таблице 1 приведена классификация пород по основному параметру – проницаемости, которая однозначно свидетельствует о нашем отставании от передовых

мировых тенденций. Так, установленный для месторождений Республики Татарстан интервал кондиционных значений проницаемости от 1,0 до 10 мДа безнадежно устарел. Породы-коллекторы, проницаемость которых заключена в этом интервале, по приведенной классификации относятся к среднепроницаемым, а запасы нефти в породах-коллекторах с проницаемостью менее 1,0 мД должны быть приняты на учет, поскольку являются объектами промышленной разработки с применением современных технологий добычи. Категории плотных пород (от низкопроницаемых до нанопроницаемых) должны изучаться как углеводородонасыщенные, принимающие деятельное участие в процессах внутрипластовой фильтрации и добычи нефти, а низкопроницаемая группа пород представляет интерес с позиции потенциальных объектов нефтедобычи.

Сегодня ведущие нефтегазовые компании, обладающие опытом освоения как традиционных, так и нетрадиционных объектов нефтегазодобычи, придерживаются классификации скоплений углеводородов (УВ) с точки зрения технологического аспекта их освоения (Рис. 1):

- традиционные залежи, приуроченные к традиционным породам-коллекторам и контролируемые флюидоупорами и ловушками;
- нетрадиционные скопления в высокоуглеродистых сланцевых толщах, не контролируемые структурным фактором и флюидоупорами;
- нетрадиционные скопления в плотных породах или

* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова
E-mail: irena-2005@rambler.ru

© 2018 Коллектив авторов

Проницаемость, Дарси	Качество проницаемости горной породы	Резервуар
Более 1,00	Очень высокопроницаемая	Традиционный
От 1,00 до 0,10	Высокопроницаемая	Традиционный
От 0,10 до 0,01	Проницаемая	Традиционный
От 0,010 до 0,001	Среднепроницаемая	Традиционный
От 0,001 до 0,0001	Низкопроницаемая	Нетрадиционный
От 0,0001 до 0,00001	Сверхнизкопроницаемая	Нетрадиционный
Менее 0,00001	Экстранизкопроницаемая	Нетрадиционный
0,00000001	Нанопроницаемая	Нетрадиционный

Табл. 1. Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот (Прищепа, Аверьянова и др., 2014)

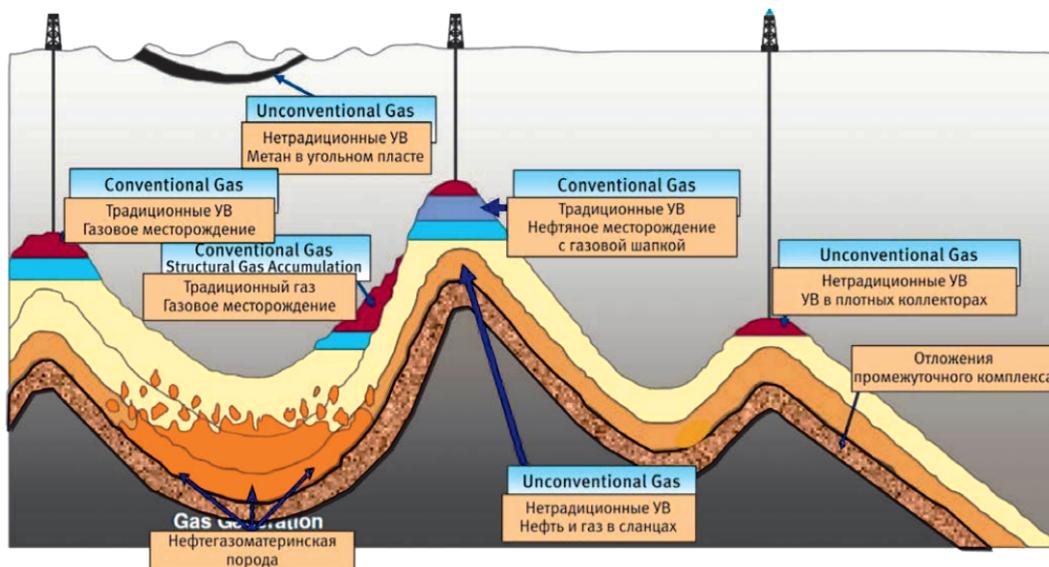


Рис. 1. Общие представления о локализации традиционных пород-коллекторов и нетрадиционных залежей в плотных и нефтематеринских породах (Шустер, Пуанова, 2018)

полуколлекторах – глинистых песчаниках, алевролитах, карбонатных породах, которые также могут не контролироваться структурным фактором и флюидоупорами (Прищепа, Аверьянова, 2014а).

Важными особенностями залежей нефти и газа в сланцевых (shale oil reservoir) и в плотных (tight oil reservoir) коллекторах (резервуарах), отличающими их от традиционных залежей, являются следующие:

- непрерывность, когда углеводороды находятся «езде и нигде» в рассеянном состоянии в породах с низкой проницаемостью матрицы (Морариу, 2013; Прищепа, Аверьянова др., 2014; Прищепа, Аверьянова, 2014b);
- неконтролируемость структурным и стратиграфическим факторами;
- контролируемость литологическим фактором, а также полями трещиноватости.

Нетрадиционные породы-коллекторы, нефтеносность в которых контролируется преимущественно литологическим фактором, могут иметь весьма широкую площадную распространенность. Следовательно, и подсчет запасов в них требует иных подходов.

Выполненный в Казанском федеральном университете под руководством В.П. Морозова анализ распространения в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона традиционных и плотных нефтенасыщенных пород-коллекторов позволил выявить в отложениях турнейского яруса определенный тип разреза, который может быть отнесен к нетрадиционным породам-коллекторам (Морозов, 2016).

Этот тип разреза наиболее полно изучен на восточном

борту Мелекесской впадины в отложениях кизеловского и черепетского горизонтов верхнетурнейского подъяруса. Вероятно, подобные залежи широко распространены, на что указывает отсутствие традиционных карбонатных пород-коллекторов в турнейских отложениях на многих месторождениях восточного борта Мелекесской впадины.

Для подобных нетрадиционных скопления характерны невысокие значения коллекторских свойств и нефтенасыщенности. Пористость таких пород, как правило, редко превышает 5%, максимальная проницаемость составляет первые мД, а нефтенасыщенность по массе варьирует в пределах 5-8%.

Такие плотные нефтенасыщенные карбонатные породы обладают и существенными достоинствами:

- предполагаемая большая площадь распространения (около 5 тысяч квадратных километров);
- большие толщины – до 30 м;
- предполагаемые большие геологические ресурсы;
- наличие подвижного нефтяного флюида (по данным термического анализа пород).

На основании выполненных работ проведен подсчет геологических ресурсов нефти в плотных карбонатных породах. Исследования показывают, что геологические ресурсы нефти, сосредоточенные в верхнетурнейском подъярусе на восточном борту Мелекесской впадины, предварительно оцениваются в 8025 млн.т (Морозов, 2016).

Нефте-газосодержащих плотных пород в природе гораздо больше, чем традиционных пород-коллекторов, что обусловлено условиями осадконакопления и последующего преобразования осадков. Об этом свидетельствуют

имеющиеся данные по ресурсам обычных нефтей и жидких углеводородов сланцевых отложений. Для оценки запасов нефтей в плотных и сланцевых породах нужны специфические виды исследований, а для их добычи технологии, принципиально отличные от технологий извлечения трудноизвлекаемых запасов (ТЗН). Общим для этих технологий является увеличение проницаемости и области дренирования путем создания искусственных трещин и каналов фильтрации. В настоящее время это осуществляется путем бурения горизонтальных скважин и комплексирования их с многоступенчатым гидроразрывом (ГРП). Эта технология не отличается от технологии для обычных плотных пород и сланцевых отложений. Последние отличаются от первых только условиями осадконакопления. Одно из определений сланцев звучит так (Downey, 2011): «Нефтяной сланец (oil shale) – тонкозернистые осадочные породы, содержащие минеральные вещества и большое количество керогена, который, в свою очередь, и представляет ценность как сырье для последующей переработки в сланцевую нефть (shale oil)».

Обычно рассматриваются первые три параметра: трещиноватость, пористость и проницаемость, которые играют основную роль в накоплении углеводородов в нефтяных сланцах и возможностях извлечения этих углеводородов из продуктивных пластов.

Образование трещин в породах в процессе трансформации органического материала в кероген может происходить в двух направлениях: в породах, богатых органическим материалом, за счет обезвоживания с образованием небольших трещин с низкой проницаемостью (в последующем в результате тектонических воздействий в породах образуются вторичные трещины); в породах, содержащих меньшие объемы органического материала (образование трещин происходит в меньших масштабах, чем в первом случае). В целом же ширина трещин чрезвычайно мала (менее 0,05 мм), но ее длина

может быть в тысячи раз более ширины. Трещины в нефтяных сланцах представляют небольшой объем и не могут играть значительную роль в качестве хранилищ основного органического материала.

В структуре порового пространства в продуктивных толщах месторождений сланцевой нефти можно выделить три основные составляющие: пористость матрицы породы; пористость, образованная за счет микро- и макротрещиноватости; пористость сингенетичного органического вещества, рассеянного в породе. Первые два вида пористости не играют заметной роли в механизме сохранения ресурсов сланцевой нефти. Пористость керогена, а также пространства между ним и зернами матрицы породы может находиться в пределах 2,4-2,7 %. Но при нагреве проб такого сланца его пористость может резко возрасти до 25-50% (в зависимости от количества содержащегося в нем органического вещества (ОВ)).

Эта неоднородность приводит к тому, что на большей территории развития сланцевых и им подобных отложений вообще отсутствуют притоки нефти из пробуренных скважин, или же они являются непромышленными. Однако на отдельных участках из пробуренных скважин получают аномально высокие дебиты. В США такие участки называют «сладкими пятнами». Это характерно для баженовских отложений Западной Сибири и в меньшей степени для доманиковых отложений Волго-Уральской НПП.

На территории Татарстана перспективы развития нефтесланцевых полей могут быть связаны, в первую очередь, с породами доманикоидной формации верхнего девона – с семилукским (доманиковым) горизонтом, а также с речиким (мендымским) горизонтом и доманикоидными формациями центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы прогибов (Рис. 2).

Прежде всего, следует отметить, что на самом деле залежи сланцевой нефти и газа, а также нефтеносность

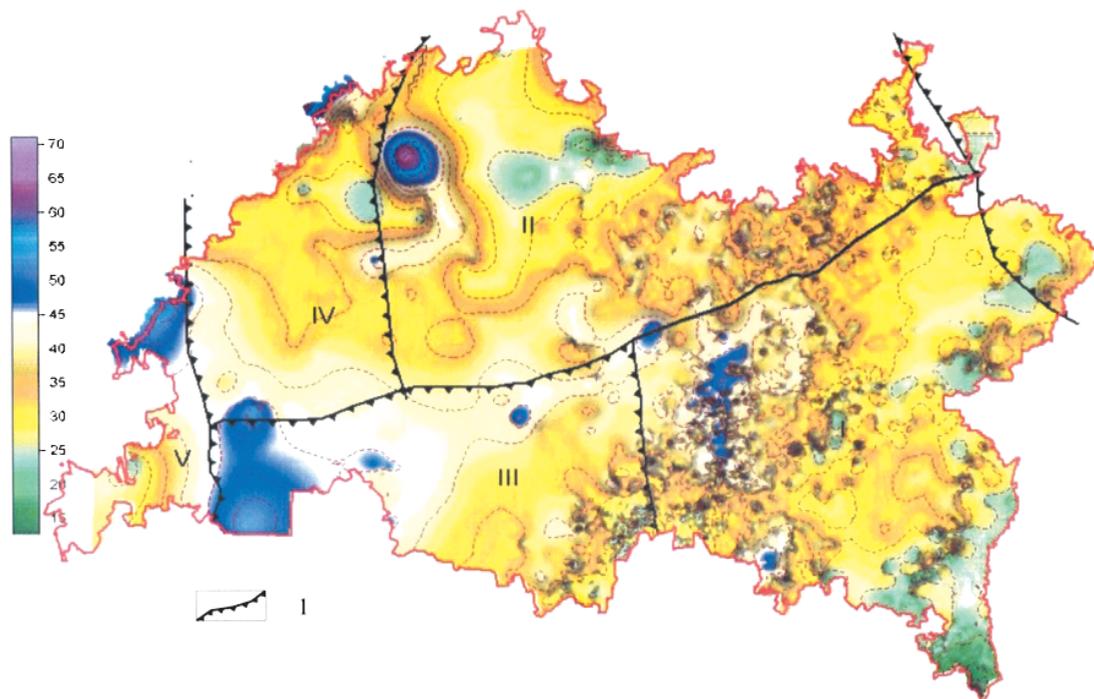


Рис. 2. Карта мощностей семилукского горизонта Татарстана (по Хисамову и др., 2010). 1 – современные границы структур 1-го порядка; I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кажимский авлакоген, V – Восточный склон Токмовского свода.

доманикитов и баженитов, имеют не непрерывное распространение (ковром), как это предполагалось ранее и до сих пор представляется многим исследователям, а локализуется на определенных участках.

В аналитическом обзоре С.М. Аксельрода (Аксельрод, 2011, 2013) отмечено, что по данным каротажа продуктивности, выполненного в большом числе горизонтальных скважин, фактическая продуктивность скважины плохо коррелируется с длиной горизонтального ствола, что, видимо, объясняется латеральной неоднородностью сланцев. Этим обусловлена и неравномерность распределения притока по длине ствола: во многих скважинах 90% общего притока приходится на одну треть перфорированных интервалов.

Как показал анализ динамики отбора, через 12-18 месяцев после ввода скважины в эксплуатацию ее дебит падает до 20-40% первоначального и далее продолжает снижаться. Поэтому для поддержания требуемого уровня добычи из месторождения необходимо бурение большого числа скважин. Это очень важный момент, указывающий на то, что в плотных низкопроницаемых коллекторах сланцевых полей нефть не мигрирует по латерали, не «подтягивается» к скважине при разработке ввиду небольшого радиуса дренирования. Продуктивность и нефтеносность сланцевых полей сильно неоднородна, а сама их разработка – это постепенная и поэтапная выработка отдельных (по-видимому, гидродинамически не связанных между собой) участков толщи, формирование которых, скорее всего, обусловлено локальными очагами развития трещиноватости.

Следовательно, изучение характера развития полей трещиноватости на участках является одним из методов поиска перспективных участков, в пределах которых могут образовываться локальные залежи нефти не только в саргаевско-речицком комплексе пород, но и в вышележащих отложениях карбонатного девона.

Таким образом, первостепенной задачей является поиск и детальная разведка участков, приуроченных к зонам трещиноватости. А повышенная трещиноватость контролируется глубинными разломами осадочной толщи, уходящими в фундамент. В зонах трещиноватости дебиты скважин зависят от наполняющего эти трещины материала (это мелкие или более крупнозернистые алевролиты, либо даже зерна песчаных фракций) (Лукин, 2011).

Моделирование для целей поисков и разведки заключается в оценке прогнозных ресурсов на больших территориях развития перспективных объектов. Здесь фигурируют такие данные: мощность, пористость, содержание органики, ее зрелость, содержание кремнезема и плотных известняков, изучаются геолого-геохимические особенности сланцевых толщ. Такие модели достаточны для поисков перспективных участков.

Геологоразведочные работы на моделях должны проводиться с учетом особенностей геологического строения плотных пород и сланцевых формаций. В большинстве случаев обычные методы, связанные с поисками поднятий, здесь не срабатывают. Сланцевые отложения, плотные породы зачастую образуют поля, плащеобразно перекрывая нижележащие отложения. Однако представляющие интерес для поисков УВ участки не имеют сплошного развития

из-за большой зональной неоднородности.

Для поисков представляющих интерес участков нужны специальные методы. Здесь могут использоваться отработанные в РТ такие методы как сейсмолокация бокового обзора (СЛБО), сейсмолокация очагов эмиссии (СЛОЭ) низкочастотная сейсморазведка (НСЗ). Лучшие результаты получаются при комплексировании методов изучения площадных вариаций гамма-поля, гравиразведки и современных методов интерпретации данных сейсморазведки ЗД. Такие исследования позволят локализовать наиболее перспективные продуктивные участки. Также здесь большая роль геохимических и лабораторных исследований пород и насыщающих их флюидов и рассеянного органического вещества.

Отсутствие генетического родства между сингенетическим органическим веществом доманикитов и нефтями пашийского, кыновского горизонтов (Плотникова, 2013), а также наличие в доманикитах миграционных битумидов, близким по составу нефтям терригенного девона, говорит об образовании залежей нефти в семилукском, мандымском и вышележащих горизонтах в трещиноватых резервуарах за счет восходящей вертикальной миграции снизу (Остроухов, 2014, 2017; Плотникова 2013, 2017).

Исследование участков за пределами структурных поднятий – одно из важнейших направлений в поиске нетрадиционных залежей нефти в доманикитах; необходимым является изучение всей территории лицензионного участка, включая зоны за пределами структурных поднятий и контуров существующих залежей в традиционных коллекторах.

Анализ распространения залежей в сланцевых коллекторах саргаевско-речицкого комплекса показал, что оно не подчиняется структурному фактору. Таким образом, объектом поиска залежей в нетрадиционных коллекторах должна являться вся площадь лицензионного участка, включая законтурные области поднятий и пространство между ними.

Использование высокоточной гравиразведки позволило наглядно удостовериться в значительном различии минералогической плотности обычных известняков и пород доманиковой фации, обогащенных ОВ, кремнеземом. Увеличение доли органического вещества в породе закономерно приводит к уменьшению ее плотности до 2.3 г/см³ и менее. Таким образом, участки, на которых в разрезе семилукского горизонта доминируют доманикиты, могут быть выявлены с помощью высокоточной гравиразведки. Кроме этого установлено:

- всем месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии;
- контуры локальных аномалий соответствуют контурам залежей УВ, а в случае многопластового месторождения – внешнему контуру залежей;
- величина амплитуды локальных аномалий служит индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Кроме выше рассмотренных значительные ресурсы в плотных, ультранизкопроницаемых коллекторах имеются на действующих месторождениях. Такие породы до настоящего времени практически не изучались.

Для изучения перспективных ультранизкопроницаемых пород на действующих и новых нефтяных

месторождениях нужны скважинные методы определения трещиноватости (сегодня они имеются на практике).

Изучение трещиноватости по ГИС и результатам бурения скважин. В конце прошлого столетия под руководством Р.П. Готтих (Готтих и др., 2004; Готтих и др., 2006; Готтих и др., 2007) была разработана методика картирования зон повышенной трещиноватости геосреды на основе анализа площадных вариаций гамма-поля в семилуксом горизонте и в других более поздних отложениях.

Приуроченность большинства месторождений к очагам повышенной проницаемости пород ставит проблему выделения зон трещиноватости в качестве одной из важнейших при проведении поисково-разведочных работ. В первую очередь они решаются в Татарстане с привлечением материалов сейсмических исследований.

Определяющая роль унаследованной трещиноватости в миграции флюидов, приуроченность УВ скоплений к областям их развития, возможность регистрации проницаемых зон по аномальным значениям площадных вариаций гамма-поля позволяют рекомендовать использование радиоактивности пород в качестве нетрадиционного метода для поисков пропущенных залежей на эксплуатируемых месторождениях, особенно в сложностроенных коллекторах, какими являются карбонатные породы верхнего девона и нижнего карбона.

Изучение трещиноватости геосреды по сейсмическим данным. В настоящее время на действующих месторождениях успешно применяются новые технологии картирования полей трещиноватости. В частности, переобработка материалов сейсморазведки 3D дает возможность на основе использования различных видов волн получать кубы развития трещиноватости и нефтенасыщенности. По результатам переобработки данных сейсморазведки 3D в Техасе (по сланцам), Иране, Оренбургской области, Западной Сибири получены очень интересные результаты – дебиты скважин определяются полями трещиноватости, зонами подтока нефти в пласт и направлением флюидных потоков в пласте (Кузнецов и др., 2016; Кузнецов и др., 2017). Равномерное размещение проектных эксплуатационных скважин без учета развития полей трещиноватости и флюидных потоков приводит к бурению низкопродуктивных скважин, в то время как основная добыча достигается за счет небольшого процента высокодебитных скважин.

Для повышения промысловой и геологической эффективности сейсморазведки, особенно для залежей УВ в низкопроницаемых и сланцевых толщах, предлагается применять новую методологию сейсмических исследований, основанную на комплексном использовании волн разного класса: зеркально отражённых, рассеяно отраженных и микросейсмической эмиссии, которые имеют доминантную зависимость от разных геологических параметров: строения, флюидонасыщения и трещиноватости геологической среды соответственно (Кузнецов и др., 2016; Кузнецов и др., 2017). Эти волны позволяют получить независимую информацию о структурной форме ловушки, неоднородности (нефть, газ или вода?) и неравномерности её флюидонасыщения и пространственном распределении открытой трещиноватости в геосреде, включая низкопроницаемые и сланцевые УВ-насыщенные толщи. Комплексный анализ данной информации

позволяет выделить оптимальные места и направления бурения вертикальных и горизонтальных стволов соответственно для гарантированного получения максимально возможного притока УВ. Реализация данной методологии осуществляется на основе комплекса сейсмических исследований, включающих стандартную технологию МОГТ и инновационные технологии «Сейсмический локатор бокового обзора» (СЛБО) и «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ), созданные в 1990 г. и 2005 г., соответственно, учеными и специалистами Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л. для изучения трещиноватости, типа флюидонасыщения («нефть-газ-вода») и других характеристик геологической среды. Результаты исследований по этим технологиям подтверждены десятками скважин на месторождениях нефти и газа в различных регионах России и за рубежом: Иран, Бразилия, США, Вьетнам и др.

Газовый каротаж и изучение сланцев по шламу. Одним из результативных способов получения информации о строении и флюидонасыщенности сланцевых толщ может стать усовершенствованный и модифицированный газовый каротаж, оснащенный современными аналитическими средствами. Наиболее подробно этот вопрос рассмотрен в работах С.М. Аксельрода (Аксельрод, 2011, 2013). В частности, в его научном обзоре, посвященном проблеме освоения сланцевых формаций, подробно рассматриваются новые технологии газового каротажа и оперативного анализа шлама в процессе бурения. Автором обзора отмечается, что такие важные характеристики сланцев, как относительная хрупкость (brittleness), а также термическая зрелость керогена, по данным ГИС в принципе не определяются. А другие значимые параметры, такие как минералогический состав, содержание органического вещества, подвижной и неподвижной нефти, проницаемость, необходимые для оценки запасов и продуктивности, по данным ГИС оцениваются с известной долей неопределенности. Поэтому при бурении скважин важной и необходимой составляющей выявления и изучения залежей нефти в сланцах и низкопроницаемых углеродсодержащих карбонатных толщах являются газовый каротаж и исследование шлама, которые производятся непосредственно в процессе бурения, как на скважине, так и оперативно в лаборатории.

В настоящее время такие технологии исследования шлама при изучении глинистых сланцев разработаны в компании Weatherford International Ltd и уже успешно используются на практике. Технология включает определение ТОС (общего органического углерода), термической зрелости керогена, оценку наличия остаточной нефти и проведение перегонки (Ppy) мобильной аппаратурой. Одним из принципиальных элементов этой технологии является усовершенствованный газовый каротаж, в котором используются полупроницаемые мембраны, которые помещаются непосредственно в струю промывочной жидкости, что позволяет улавливать газообразные УВ сразу же из глинистого раствора, а не из воздуха. Анализ производится за 50-60 с.

Анализ шлама производится непосредственно на скважине с помощью комплекта специальной мобильной аппаратуры. Эта аппаратура позволяет:

- Проводить экстракцию шлама, что позволяет

оценивать содержание углеводородов C1-C8, бензола и толуола, а также газов CO₂ и N₂;

- Проводить оценку минерального состава пород с помощью приборов рентгеновской флуоресценции (XRF) и рентгеновского дифракционного рассеяния (XRD), которая может быть получена в течение 45-60 мин после отбора шлама из вибрационного сита с точностью, не уступающей лабораторным исследованиям этим же методом. В ходе такой оценки определяется содержание кварца, опала, плагиоклаза, калиевого полевого шпата. Также определяется общая глинистость, наличие карбонатов, пирита, ангидрита, барита и других минералов. Предполагается, что эти исследования могут заменить литологический каротаж на кабеле.

- Проводить оценку ТОС и хрупкости пород. Следует отметить, что в последние годы для определения ТОС и геохимической характеристики нефтегазовых флюидов в породе успешно используется пиролизатор нового поколения HAWK, позволяющий непосредственно на скважине оперативно получать комплексную геохимическую информацию для оценки наличия в пласте подвижной нефти и ее промышленного скопления.

- Проводить оценку хрупкости сланца по его способности растрескиваться при минимальном внешнем напряжении, что необходимо для прогноза эффективности гидроразрыва пласта. Показатель хрупкости (brittleness index) зависит от минерального состава пород и определяется по данным XRD и XRF (при должной калибровке). И в настоящее время специалистами уже предложен алгоритм определения показателя хрупкости сланцев как кварцевого, так и карбонатного состава.

В настоящее время новая модификация газового каротажа, осуществляющего исследование дополнительных пиролитических параметров по шламу, а также минералогические исследования и изучение геомеханических свойств по шламу во время бурения, позволяет получать комплексную информацию без отбора керна.

Внедрение этой технологии в России и Татарстане позволит получать необходимую литолого-геохимическую информацию и оценивать перспективность доманикитов уже на стадии бурения, не тратя большие средства на отбор и исследование керна.

В настоящее время имеется достаточное количество методов поиска и детального изучения трещиноватых зон. Часть из них применяются в промышленных масштабах, часть находятся на стадии ОПР, другие а этапе НИР. Эти методы достаточны для решения поисково-разведочных работ.

Однако для проектирования современных технологий разработки, особенно применения новых инновационных методов и МУН, их эффективность недостаточна. Нужно дальнейшее их совершенствование.

Методы добычи зависят в основном от геолого-физических особенностей залежей. Выбор их требует громадной аналитической и исследованной работы. Здесь в зависимости от состава УВ для выработки запасов потребуются комплексирование вышеназванной базовой технологии с физическими (волновые), тепловыми (для высоковязких УВ), газовыми методами. В дальнейшем, очевидно, будут отработаны другие технологии (например, плазменно импульсная), позволяющие существенно

увеличить КИН. Конечно, мы не сможем остановиться на массово применяемых сегодня американцами технологиях, позволяющих извлекать из недр около 10% содержащейся в сланцах нефти (природные режимы истощения залежей). Это будет классическое разубоживание запасов недр с созданием огромных трудностей для дальнейшего их извлечения даже с возможным применением будущих эффективных технологий нефтеизвлечения.

Метод ГРП может оказаться наиболее востребованным методом при разработке залежей нефти в сланцевых и им подобных породах и, в целом, в плотных породах с проницаемостью 1 мДа и ниже. Без этого метода эксплуатация таких залежей в настоящее время даже не обсуждается. После ГРП можно применять и другие МУН.

В качестве какой-то альтернативы ГРП сегодня можно считать локальный газодинамический разрыв пласта (ЛГРП), созданный в КБ-Авангард. ЛГРП не нуждается в закреплении трещин проппантом, гораздо дешевле классического ГРП (в 6-10 раз) и может применяться на отдельных участках эксплуатируемых месторождений с ТЗН и особенно в условиях загрязненных призабойных зон скважин. Такие же задачи могут выполнять генераторы колебаний для обработки скважин под разными названиями, как, например, СГТК (скважинные гидродинамические генераторы колебаний) (Муслимов, 2014).

Гидромеханические волновые технологии нового поколения в настоящее время объединяют одну из новых и перспективных областей техники и технологии, разработанных впервые в мире в Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН (Ганиев, 1998).

При выборе комплекса исследований и технологий извлечения углеводородов уже сегодня можно наметить два направления. В большинстве случаев в сланцевых толщах присутствует два типа углеводородов: традиционная (обычно легкая) нефть и кероген. Это можно объяснить условиями их генерации: традиционная легкая нефть имеет неорганическое, кероген-органическое происхождение. В настоящее время, очевидно, добывается традиционная нефть, так как существующие технологии не позволяют добывать УВ второй группы. Поэтому принимаемые КИН (0,08-0,12) относятся к добыче этой группы. В РТ уже десятилетиями ведется добыча этой нефти на нескольких залежах (мендым-доманиковые отложения) Ромашкинского месторождения. Они были выявлены попутно в скважинах, бурящихся на отложениях терригенного девона. Потенциал для повышения КИН для этой группы нефтей еще имеется.

Добыча нефти может получаться и из керогена путем его внутрислоевого переработки. Такая нефть в обычном состоянии отсутствует в пласте и может появляться в результате прогрева и пиролиза первичного керогена.

В настоящее время технически реализуемо первое направление, в то время как второе может быть осуществлено только в долгосрочной перспективе.

Для этого нужны специальные, дорогостоящие лабораторные и полевые эксперименты.

Однако, получение информации для реализации второго направления необходимо проводить уже сейчас, используя скважины, бурящиеся на терригенный девон, для сбора информации о минеральном составе саргаевско-речицкого комплекса, его флюидонасыщенности, содержания ОВ,

его термической зрелости, о генерационном потенциале данных отложений. Все эти исследования, проводящиеся в настоящее время, позволят определить границы распространения пород доманиковой фации в разрезе, дадут о ней все необходимую информацию и значительно сократят затраты на исследование сланцевых толщ в будущем, когда внедрение технологий по внутрипластовой переработке сланцев станет рентабельным.

Что касается просто ультранизкопроницаемых пород, составляющих значительную часть осадочных отложений РТ, то здесь присутствие керогена не обязательно. Здесь может быть нефть только первой группы. Соответственно нужны другие технологии, не связанные исключительно с внутрипластовым пиролизом УВ.

Но на этом этапе наиболее важным является исследование различных видов трещиноватости геологической среды. Поэтому не случайно в марте 2018 г. в Академии наук Республики Татарстан был проведен научно-практический семинар на тему «Трещиноватость и флюидодинамика Земной коры и их роль в формировании и освоении месторождений нефти и газа». На семинаре был обобщен опыт исследований трещиноватости геологической среды в РФ и намечены дальнейшие направления научных исследований по озвученной проблеме. Протокол семинара приводится в настоящем номере.

Литература

- Аксельрод С.М. (2011). Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати). *Каротажник*, 1, с. 80-110.
- Аксельрод С.М. (2013). Добыча сланцевой нефти: состояние и перспективы (по материалам зарубежной печати). *Каротажник*, 8, с. 94-129.
- Ганиев Р.Ф. (1998). Проблемы и перспективы волнового машиностроения и волновой технологии в топливно-энергетическом комплексе. *Передовые технологии на пороге XXI века*, Москва: НИЦ Инженер.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. (2004). Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа, Спецвыпуск*, с. 20-27.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2006). К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы*, 4, с. 6-11.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И. (2007). Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций. *ДАН*, 412(4), с. 524-529.
- Кузнецов О.Л., Гайнанов В.Г., Радван А.А. и др. (2017). Применение сейсмических и рассеянных эмиссионных волн для повышения эффективности освоения месторождений углеводородов. *Вестник Московского университета, серия 4, Геология*, 4, с. 54-59.
- Кузнецов О.Л., Радван А.А., Чиркин И.А. (2016). Комплексное использование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений УВ-сырья (Новая методология сейсморазведки). В сборнике «Сейсмические технологии-2016», с. 38-40.
- Лукин А.Е. (2011). Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 3, с. 70-85.

Морариу Д., Аверьянова О.Ю. (2013). Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологичной извлечения нефти. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(1). http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. и др. (2016). Карбонатные породы Волго-Уральского региона как нетрадиционные коллекторы нефти. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений»*, Казань: ИХЛАС, т.1, с. 147-151.

Муслимов Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фен, 750 с.

Остроухов, С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Салахиidinova Г.Т., Пронин Н.В. (2014). Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти. *Химия и технология топлив и масел*, 6, с. 70-75.

Остроухов, С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф. и др. (2017). К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти. *Георесурсы*, 19(1), с. 52-58.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (2013). Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*, 1, с. 33-35.

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Лаптев А.А., Газизов И.Г., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф., Салихов А.Д. (2017). Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*, 19(4-2), с. 348-355.

Прищепа О., Аверьянова О. (2014а). Нефтегазоносные сланцы Восточно-Европейской платформы. *Oil & Gas J. Russia*, 1-2, с. 48-52

Прищепа О.М. Аверьянова О.Ю. (2014б). Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4, с. 4-15

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. (2014). Нефть газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 323 с.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фен, 283 с.

Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2018). Нетрадиционные трудно-извлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии. *Экспозиция нефть газ*, 3, с. 14-18.

Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. (2011). Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays. Search and Discovery Article #40764. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40764downey/ndx_downey.pdf

Сведения об авторах

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Ирина Николаевна Плотникова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Академия наук Республики Татарстан Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20 E-mail: irena-2005@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 09.07.2018;
Принята к публикации 23.07.2018; Опубликовано 30.08.2018

IN ENGLISH

The main problems of developing deposits of unconventional hydrocarbons in ultra-low-permeable and shale sediments

R.Kh. Muslimov¹, I.N. Plotnikova²

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

^{*}Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

Abstract. The shale revolution and the great progress in the US in the development of deposits in tight, ultra-

low-permeable, shale strata put the issues of studying and developing unconventional deposits on the agenda. The

special geological structure of the deposits of unconventional oils makes it necessary to use new (different from traditional) methods of prospecting, exploration and development of such deposits. And this, in turn, requires a new approach to studying the features of the geological structure and the creation of geological and hydrodynamic models, taking into account the fracturing fields and heterogeneity in the distribution of the reservoir's oil content and the productivity of producing wells. The article deals with the problems of studying the fracturing of rocks and the need to take it into account in the geological and hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. The obligatory use of innovative seismic technologies in studying the geological structure of fields and new technologies for studying sludge during drilling is the key to a successful study of unconventional reservoirs and shale strata at various stages of geological exploration and development of oil fields.

Keywords: deposits with hard-to-recover oil reserves, unconventional oil deposits, low permeable, tight, ultra-low-permeable layers, deposits of super viscous oils and natural bitumen, oil recovery factor, pilot-industrial works, shale rocks, hydraulic fracturing, geological and geological-hydrodynamic models

Recommended citation: Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2018). The main problems of developing deposits of unconventional hydrocarbons in ultra-low-permeable and shale sediments. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 198-205. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.198-205>

References

- Akselrod S.M. (2011). Gas extraction from clay shales (based on foreign press materials). *Karotazhnik = Well Logger*, 1, pp. 80-110. (In Russ.)
- Akselrod S.M. (2013). Shale oil production: state and prospects (based on foreign press materials). *Karotazhnik = Well Logger*, 8, pp. 94-129. (In Russ.)
- Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. (2011). Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays. Search and Discovery Article #40764. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40764downey/ndx_downey.pdf
- Ganiev R.F. (1998). Problems and prospects of wave machine building and wave technology in the fuel and energy complex. Advanced technologies on the threshold of the XXI century. Moscow: NITs Inzhener. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Malinina S.S., Romanov Yu.A., Plotnikova I.N. (2004). Paragenesis of abnormal geophysical and geochemical fields and hydrocarbon accumulations in the Volga-Ural oil and gas province (on the example of the South Tatar arch). *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas, Special Issue*, pp. 20-27. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Zhuravlev D.I. (2007). The role of endogenous fluids in the formation of carbonaceous rocks in the geological section of oil and gas bearing provinces. *Doklady Akademii nauk*, 412(4), pp. 524-529.
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. (2006). K voprosu o formirovanii neftematerinskikh tolsch [On the formation of oil source rocks]. *Georesursy = Georesources*, 4(21), pp. 6-11. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yuditsev E.A. (2010). Geology of complex carbonate reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan. Kazan: Fen, 283 p. (In Russ.)
- Kuznetsov O.L., Gainanov V.G., Radvan A.A. et al. (2017). The use of seismic and scattered emission waves to improve the efficiency of hydrocarbon fields development. *Vestnik Moskovskogo univesiteta = Bulletin of the Moscow University, Series 4, Geology*, 4, pp. 54-59. (In Russ.)
- Kuznetsov O.L., Radvan A.A., Chirkin I.A. (2016). Complex use of seismic waves of different classes for prospect and exploration of hydrocarbon deposits (New seismic survey methodology). *V sbornike «Seismicheskie tekhnologii-2016»* [Coll. papers: "Seismic Technologies-2016"], pp. 38-40. (In Russ.)
- Lukin A.E. (2011). The nature of shale gas in the context of problems of oil and gas lithology. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* [Geology and Minerals of the World Ocean, 3, pp. 70-85. (In Russ.)
- Morariu D., Aver'yanova O.Yu. (2013). Some aspects of the oil shale content: the conceptual base, assessment capabilities and the search for oil recovery technologies. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 8(1). http://www.ngpt.ru/rub/9/3_2013.pdf (In Russ.)
- Morozov V.P., Korolev E.A., Kol'chugin A.N., Eskin A.A., Muslimov R.Kh., Shakirov A.N. Carbonate rocks of the Volga-Ural region as unconventional oil reservoirs. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii»* [Proc. Int. Sci. and Pract. conf. «Innovations in the exploration and development of oil and gas fields». Kazan: Ikhlas, v.1, pp. 147-151. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future. 2. Ed. Kazan: Fen, 750 p. (In Russ.)
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V., Gazizov I.G., Ahmanova T.P. (2017). Migrational Bitumen in the Rocks of Semilukskian Horizon of the Pervomaisky Oil Field. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 52-58. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.9>
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2014). Peculiarities of the composition and structure of the oils of Pervomaisky and Romashkinskoye oil fields. *Khimiya i tekhnologiya topliv i mazel* [Chemistry and technology of fuels and oils], 6, pp. 70-75. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emel'yanov V.V., Pronin N.V., Salikhov A.D., Nosova F.F. (2017). Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(4-2), pp. 348-355. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>
- Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in Pashiysky horizon of Romashkinskoye oil field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)
- Prishchepa O., Aver'yanova O. (2014). Oil and gas bearing shales of the East European platform. *Oil & Gas J. Russia*, 1-2, pp. 48p52. (In Russ.)
- Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu. (2014). Conceptual base and terminology of hydrocarbons of shale deposits and low-permeability reservoirs. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 4, pp. 4-15 (In Russ.)
- Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.A., D. Morariu (2014). Oil and Gas of Low-Permeability Shale Beds as a Reserve of Hydrocarbon Raw Materials Base in Russia. St.Petersburg: VNIGRI, 323 p. (In Russ.)
- Shuster V.L., Punanova S.A. (2018). Unconventional hard-to-recover oil and gas resources: problems of development and ecology. *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 3, pp. 14-18. (In Russ.)

About the Authors

Renat Kh. Muslimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies
Kazan (Volga region) Federal University
Kremlevskaya st. 4/5, Kazan, 420008, Russian Federation

Irina N. Plotnikova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher
Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan
Baumana st. 20, Kazan, 420012, Russian Federation
E-mail: irena-2005@rambler.ru

Manuscript received 09 July 2018;
Accepted 23 July 2018; Published 30 August 2018

Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа

О.Л. Кузнецов¹, И.А. Чиркин^{1,2*}, С.И. Арутюнов³, Е.Г. Ризанов^{1,2}, В.П. Дыбленко⁴, В.В. Дрягин⁵

¹Государственный университет «Дубна», Дубна, Россия

²ООО «Холдинг ГЕОСЕЙС», Москва, Россия

³ООО «НТК АНЧАР», Москва, Россия

⁴ООО «НПП ОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ», Уфа, Россия

⁵ООО «НПФ Интерсоник», Екатеринбург, Россия

Распределение трещиноватости и типа флюидонасыщения пород в геологической среде, наряду с её строением, является наиболее важной информацией для оптимального освоения месторождений нефти и газа, включая их поиск, разведку и разработку. Комплексное использование сейсмической информации о флюидонасыщении, трещиноватости и строении осадочной толщи позволяет выбирать оптимальные места вскрытия залежей скважинами с целью получения в них максимально возможного притока углеводородов. Такой подход существенно сокращает бурение «сухих» скважин при выполнении поисково-разведочных работ, значительно снижает капитальные затраты на их проведение и ускоряет ввод месторождений в эксплуатацию. При разработке месторождения постоянный сейсмический мониторинг трещиноватости и флюидонасыщения продуктивной толщи в реальном времени позволяет оперативно оптимизировать схемы вытеснения нефти и режимы эксплуатации скважин, выбирать оптимальные место и время выполнения геолого-технологических мероприятий и контролировать геологопромысловую эффективность их проведения и т. п., чтобы существенно увеличить темп отбора и полноту извлечения нефти из залежи при сокращении капитальных и эксплуатационных затрат.

Для изучения 2D-4D распределения трещиноватости и флюидонасыщения в геологической среде учёными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» созданы инновационные сейсмические технологии «Сейсмический локатор бокового обзора», «Сейсмолокация очагов эмиссии» и «Акустическая низкочастотная разведка» в которых для получения указанной информации используют волны рассеянного отражения и микросейсмической эмиссии, а не зеркального отражения, как в традиционной сейсмо-разведке. В результате экспериментальных лабораторных, скважинных и полевых исследований была установлена закономерность изменения амплитудно-временных параметров сейсмоакустической эмиссии в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействия, что было также использовано в технологиях «Каротаж сейсмоакустической эмиссии» для выделения нефтесодержащих интервалов в разрезе скважин и «Волнового воздействия на пласт» для повышения притока нефти в скважину, в т.ч. трудноизвлекаемой высоковязкой.

В данной работе приводятся примеры применения данных сейсмоакустических технологий для решения широкого спектра прикладных задач при освоении месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: сейсмические исследования, трещиноватость, флюидонасыщение, месторождения нефти и газа

Для цитирования: Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Арутюнов С.И., Ризанов Е.Г., Дыбленко В.П., Дрягин В.В. (2018). Сейсмические исследования неравномерности открытой трещиноватости и неоднородности флюидонасыщения геологической среды для оптимального освоения месторождений нефти и газа. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 206-215. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.206-215>

Неравномерное и неоднородное флюидонасыщение (нефть, газ, вода) пластов-коллекторов и неравномерность распределения открытой трещиноватости в геологической среде являются исключительно важной информацией, которая в настоящее время недостаточно полно или вообще не используется при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа, что существенно снижает эффективность освоения месторождений. Оптимизация поисково-разведочных работ, когда обнаружение месторождения и выбор мест его

разбуривания осуществляют по комплексу сейсмической информации о строении геологической среды, её флюидонасыщении и трещиноватости, позволяет существенно повысить «успешность» бурения скважин, в т.ч. с максимально возможным дебитом углеводородов (УВ). Данная оптимизация снижает затраты на бурение, ускоряет ввод месторождений в эксплуатацию и делает их инвестиционно привлекательными. В подтверждении таких возможностей можно сослаться на мировую статистику «успешности» бурения скважин, которая при поиске (обнаружении) месторождения составляет 30-35%, а при разведке – 65-70%, что указывает на существование «скрытых» резервов по совершенствованию поисково-разведочных работ.

* Ответственный автор: Игорь Алексеевич Чиркин
E-mail: iachirkin@gmail.com

При разработке месторождений нефти и газа информацию о трещиноватости и флюидонасыщении продуктивной толщи в межскважинном пространстве получают по результатам дискретных сейсмических наблюдений или постоянного и неограниченного во времени сейсмического мониторинга с предоставлением результатов в реальном времени. В первом случае информация может быть использована для оптимального размещения добывающих и нагнетательных скважин, что является особо важным для месторождений с трещинно-поровым и трещинным (обычно карбонатным) коллектором. По нашим данным на таких месторождениях 10-15% скважин добывают 85-90% нефти. Это показывает, что стабильно высокий дебит в подобном коллекторе можно получить, если скважина случайно удачно попала в зону интенсивной трещиноватости (Аксельрод, 2013). Если эти «удачные места» на месторождении можно определить по сейсмическим данным о распределении нефтесодержания, трещиноватости, флюидных (нефти и воды) потоков и др. в продуктивной толще, то количество добывающих скважин можно сократить кратно. Во втором случае информация, получаемая в реальном времени в процессе непрерывного мониторинга, позволяет оперативно оптимизировать схемы вытеснения нефти и режимы эксплуатации скважин, выбирать оптимальные место и время выполнения геолого-технологических мероприятий и контролировать геологопромысловую эффективность их проведения, выделять участки высокого нефтесодержания в обводнённой части и за контуром залежи и т. п., Решение этих и других задач оптимизации разработки позволяет существенно увеличить темп отбора и полноту извлечения нефти на месторождении при сокращении капитальных и эксплуатационных затрат.

Для изучения 2D-4D распределения трещиноватости и флюидонасыщения в геологической среде учёными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л.» созданы инновационные сейсмические технологии «Сейсмический локализатор бокового обзора» (СЛБО) (Кузнецов и др., 2004), «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ) (Кузнецов и др., 2007б) и «Акустическая низкочастотная разведка» (АНЧАР) (Арутюнов и др., 1997), а также акустические технологии «Каротаж сейсмоакустической эмиссии» (КСАЭ) (Кузнецов и др., 2007б) для выделения нефтесодержащих интервалов в разрезе скважин, в т.ч. через железную колонну, цементное кольцо и зону проникновения, и «Волновое воздействие на пласт» (ВВП) (Кузнецов и др., 2001, Кузнецов и др., 2007б) для повышения притока нефти в скважину, в т.ч. трудноизвлекаемой и высоковязкой. Создание и совершенствование этих технологий проводилось на основе результатов теоретических исследований и многочисленных экспериментальных лабораторных, скважинных и полевых работ. Данные исследований позволили детально изучить процессы трещинообразования и возникновения волн сейсмоакустической эмиссии, установить закономерность изменения амплитудно-временных параметров сейсмоакустической эмиссии в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействий, впервые обнаружены субвертикальные зоны интенсивной открытой трещиноватости – геодинамические насосы для вертикальной перекачки

флюида, показано миниблочное строение осадочной толщи, выявлены лунно-солнечные фазы уплотнения и разуплотнения геологической среды и др. Все эти обнаруженные явления и закономерности могут быть использованы для повышения эффективности освоения месторождений нефти и газа. Например, в сейсмических технологиях СЛБО, СЛОЭ и АНЧАР для повышения геологической эффективности изучения трещиноватости и флюидонасыщения осадочной толщи используют волны рассеянного отражения и микросейсмической эмиссии (МСЭ), а не зеркального отражения, как в традиционной сейсморазведке. Это позволило значительно повысить достоверность получаемой сейсмической информации о трещиноватости и флюидонасыщении геологической среды. Ниже кратко изложим основы возникновения волн рассеянного отражения и МСЭ, а далее наиболее важную информацию о процессе трещинообразования и пространственно-временном (4D) распределении трещиноватости в геосреде.

Волны рассеянного отражения

Сейсмические волны рассеянного отражения (или рассеянные волны) образуются в геологической среде на неоднородностях с размерами соизмеримыми и меньше длины падающей сейсмической волны. Наиболее жёсткой, в акустическом отношении, неоднородностью является открытая трещина, заполненная флюидом (газ, вода, нефть), и на совокупности открытых трещин (в пределах 1-ой зоны Френеля) возникает рассеянная волна, амплитуда которой доминантно зависит от интенсивности трещиноватости горных пород, где сформировалась данная волна. Учитывая, что трещиноватость в геологической среде существует повсеместно («...не трещиноватых горных пород в природе не существует...» (Дорофеева, 1986)), то рассеянные волны возникают тоже повсеместно. Поэтому для наблюдения и позиционирования рассеянных волн должен использоваться локационный обзор, а для исключения (подавления) влияния интерференции зеркально отражённых волн локационный обзор должен быть боковым. Энергия рассеянных волн меньше зеркально отражённых на 1-2 порядка, что определяет необходимость синфазного накопления сигналов рассеянной волны с кратностью 10^4 . Для реализации такой кратности излучающая и приёмная антенны локатора должны содержать каждая не менее 100 пунктов излучения и приёма соответственно. Кинематика рассеянной волны соответствует годографу точечного излучателя, который является индивидуальным для каждой точки обзора. Это позволяет при боковом локационном обзоре в каждой точке сканирования геосреды определять энергию рассеянного отражения, которая соответствует интенсивности открытой трещиноватости. Таким образом, используя рассеянные волны, которые всегда присутствуют, как и зеркально отражённые, в искусственно возбуждённом сейсмическом волновом поле, можно с помощью локатора бокового обзора получить информацию о пространственном (2D и 3D) распределении интенсивности открытой трещиноватости в геологической среде. Пример такой информации, полученной по технологии СЛБО на Курумбинском месторождении в Восточной Сибири, представлен на рис. 1

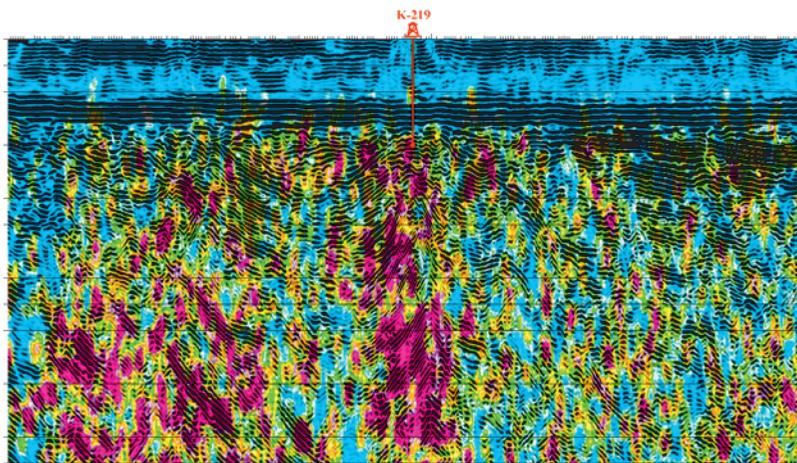


Рис. 1. Вертикальный разрез поля открытой трещиноватости с неравномерной интенсивностью (высокая – красный, а низкая – синий цвет) в сопоставлении со структурным строением (черный цвет), полученные по рассеянным и отражённым волнам соответственно. Куюмбинское месторождение, Восточная Сибирь.

Волны МСЭ

Волны МСЭ и акустической эмиссии существуют в геологической среде повсеместно и постоянно. Они возникает при преобразовании упругой энергии из потенциальной формы – напряжённого состояния горных пород, в кинетическую – упругие волны, излучаемые данными породами. Это преобразование происходит в открытой трещине (Рис. 2), когда силы бокового распора и пластового давления, растягивающие полость трещины в ширину, начинают превышать предел прочности породы на растяжение. Тогда на концах трещины происходят разрыв сплошности породы, трещина удлиняется, в результате чего её берега смыкаются, выталкивая флюид из полости. В этот момент образуются две основные акустические волны: первая возникает при схлопывании полости и распространяется в скелете породы с отрицательной (растяжение) первой фазой, а вторая – во флюиде с положительной (увеличение давления) первой фазой. Эти волны, распространяясь в близлежащем пространстве (на удалении 2-3 длин волны), провоцируют соседние трещины, предрасположенные к релаксации (разрядке) напряжения. Новые волны (в совокупности с предыдущими) провоцируют к разрядке следующие трещины и т. д. Создаётся

эффект «цепной реакции», когда совокупности трещин кооперативно формирует в геологической среде упругие сейсмоакустические волны в широком энергетическом (от 10^{-16} до 10^{18} Дж) и частотном (от 10^{-1} до 10^8 Гц) диапазонах. Интенсивность сейсмоакустических волн определяется плотностью «зрелых» трещин на участке формирования волны, а частотный диапазон – размером этих участков (от 10^{-6} до 10^3 м). В естественных условиях геологической среды акустические волны образуются на участках до одного метра, а микросейсмические – до сотни метров.

Важно также отметить, что каждая волна МСЭ, излучаемая в геологической среде, имеет свой индивидуальный годограф на поверхности наблюдения. Этот годограф соответствует волне от точечного излучателя, находящегося в гипоцентре объёма, где сформировалась волна МСЭ. Данное соответствие позволяет однозначно позиционировать волны МСЭ в геологической среде по их кинематическим параметрам, а по динамическим характеристикам – судить об интенсивности процесса трещинообразования.

Изменение во времени интенсивности микросейсмической эмиссии в единичном объёме («точке») геологической среды соответствует случайному мультипликативному процессу (Рис. 3), в котором амплитудно-временные характеристики дискретных сигналов излучаемых упругих волн соответствуют закону Гутенберга-Рихтера или сейсмическому закону повторяемости землетрясений (Рихтер, 1963). Этот закон определяет обратную линейную зависимость (в логарифмическом масштабе) между энергией излучаемого сигнала и частотой (повторяемостью) его излучения с данной энергией (следуя логике физического процесса – чем большая энергия излучается, тем дольше она должна накапливаться). Для МСЭ данной закономерности соответствуют сигналы, амплитуда которых превышает уровень сейсмического шума, обусловленного, в основном, техногенными и естественными источниками, создающими приповерхностные волны-помехи. Нижний порог интенсивности волн МСЭ определяется пределом чувствительности аппаратуры, используемой для сейсмических наблюдений. Использование закона Гутенберга-Рихтера при анализе результатов обработки материалов сейсмического мониторинга позволяет оценить достоверность выделения волн МСЭ в полученном

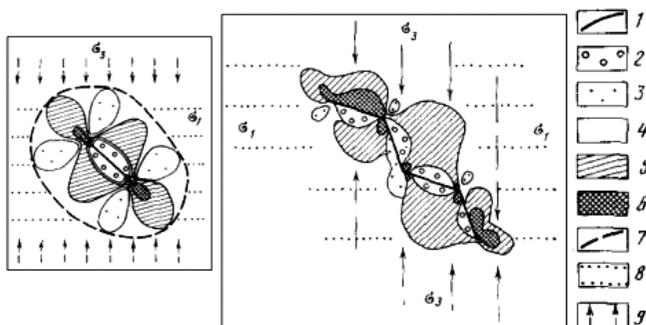


Рис. 2. Пример моделирования напряженного состояния в области единичной линейной (а) и групповой зигзагообразной (б) трещин (по М.В. Гзовскому (Гзовский, 1975)). 1 – трещина (профиль в модели); участки: 2 – наибольшего снижения напряжений, 3 – незначительного снижения напряжений, 4 – сохранения первоначальной величины напряжений, 5 – незначительного повышения напряжений, 6 – наибольшего повышения напряжений; 7 – условная граница зоны излучения сигнала; 8 – направления максимальных нормальных напряжений сжатия σ_1 ; 9 – направления минимальных нормальных напряжений сжатия σ_3 .

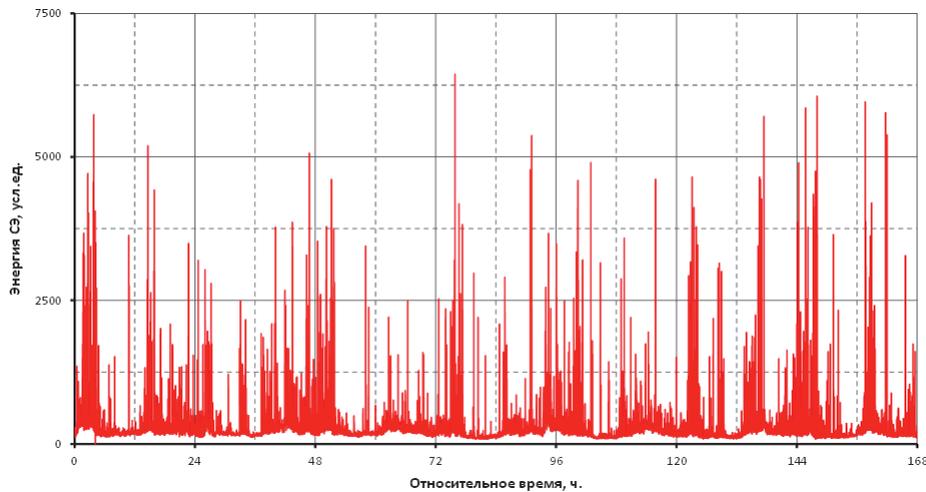


Рис. 3. Случайный мультипликативный процесс изменения интенсивности микросейсмической эмиссии в единичном объеме («точке») геологической среды в течение 160 часов непрерывного наблюдения по технологии СЛОЭ, длительность дискретных интервалов обработки – 10 с, общее количество интервалов (значений эмиссии) – 5760

сейсмическом волновом поле, что требуется на первоначальном этапе интерпретации.

Кроме вышеуказанной закономерности, установлено, что амплитудно-временные параметры процесса микросейсмической, а также акустической эмиссии меняются в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействия (Кузнецов и др., 2007а). В состоянии естественного залегания горных пород средняя энергия случайного процесса МСЭ при нефтенасыщении имеет минимальное, а дисперсия и интервал автокорреляции – максимальные значения относительно газонасыщения, где средняя энергия максимальна, а дисперсия и интервал автокорреляции минимальны, и водонасыщения, где данные статистические параметры имеют средние значения. При физическом воздействии (естественной и техногенной природы) активность МСЭ резко возрастает в нефтенасыщенных породах, где средняя энергия увеличивается кратно, в водонасыщенных – на первые десятки процентов, а в газонасыщенных – практически остаётся прежней.

Эти изменения амплитудно-временных параметров процесса сейсмоакустической эмиссии (САЭ) в зависимости от типа флюидонасыщения горных пород и физического воздействий были экспериментально изучены в лабораторных, скважинных и полевых условиях. На рис. 4 представлены результаты лабораторных опытных исследований зависимости накопленной энергии акустической эмиссии (АЭ) для нефте-, водо- и газонасыщенных кернов-клонов до и после нагрузки, а также изменение энергии АЭ от неравномерной нефтенасыщенности образца.

Данная закономерность изменения амплитудно-временных параметров эмиссии упругой энергии обусловлена следующими основными факторами и условиями. При естественном залегании пласта в статически однородных условиях, когда идентичные породы с единым пластовым давлением залегают на одной глубине, то характер эмиссии определяется типом насыщающего флюида, коэффициент вязкости которого для последовательности «газ-вода-нефть» растёт от 10^{-5} Па·с (для газа) до 10^2 Па·с (для высоковязкой нефти). Если пласт насыщен нефтью, то наблюдается редкое излучение сигналов с относительно высокой энергией и низкочастотным спектром,

если водой, то излучение чаще, но энергия ниже и спектр более высокочастотный, а если газом, то частота излучения и спектр дискретных сигналов ещё выше, а энергия минимальна. Подобная амплитудно-временная характеристика дискретно излучаемых сигналов определяет вышеуказанные статистические параметры, их градацию в зависимости от типа насыщения.

При активизации геологической среды, когда возрастают усилия растяжения (например, при увеличении пластового давления в случае гидроразрыва) и/или снижается вязкость флюида (например, при акустическом или термическом воздействиях), процесс САЭ в нефтенасыщенных породах резко усиливается, кратно увеличивается частота дискретных излучений упругих сигналов и их

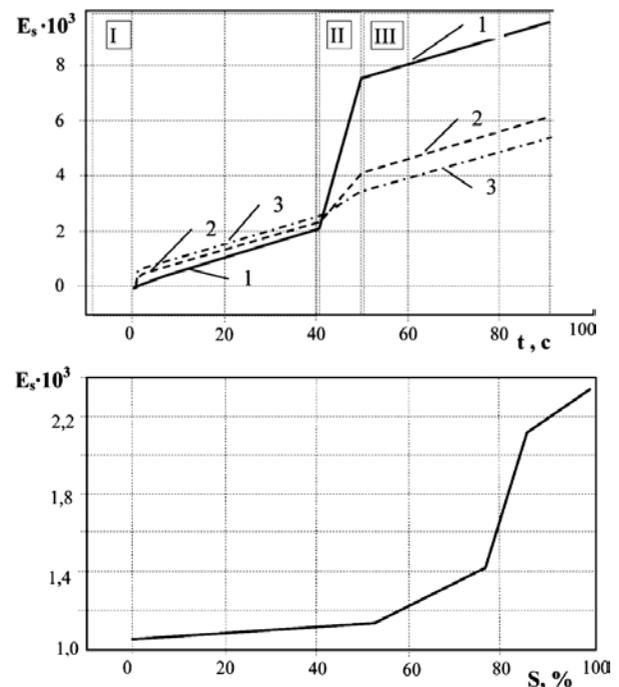


Рис. 4. Результаты лабораторных исследований зависимости накопленной энергии АЭ для нефте- (1), водонасыщенных (2) и сухих (3) кернов-клонов при нагрузке (вверху) и изменения энергии АЭ от нефтенасыщенности образца (внизу). I – при наложении механической нагрузки, II – при импульсно-волновом воздействии, III – после воздействия.

энергия. Соответственно качественно меняется значение математического ожидания случайного процесса для нефтенасыщенных пород, которое становится максимальным относительно эмиссии при водо- и газонасыщении. Можно отметить, что эффект усиления САЭ при волновом воздействии в нефтесодержащих пластах и на нефтяных месторождениях (на газовых данный эффект отсутствует) используют в некоторых сейсмоакустических методах «прямых поисков». Например, в КСАЭ и АНЧАР волновое воздействие используют для сокращения времени наблюдения (мониторинга) эмиссии, в способе Ведерникова Г.В. (Ведерников и др., 2011) появление волн МСЭ на сейсмограммах МОГТ используют как признак присутствия нефтяного месторождения, в методах «Яркого пятна» и «Адаптивной вибросейсморазведки» (Жуков и др., 2011; Жуков, Шнеерсон, 2000) нефтяную залежь выделяют по эффекту существенного усиления амплитуды отраженной волны от продуктивной толщи за счёт энергии МСЭ.

Таким образом волны МСЭ являются надёжным индикатором типа флюидонасыщения, а также открытой трещиноватости геологической среды при длительном непрерывном мониторинге сейсмического волнового поля в пассивном режиме наблюдения. Однако интенсивность волн МСЭ низка, меньше поверхностных волн-помех на 1-2 порядка, что определяет необходимость синфазного накопления сигналов рассеянной волны с кратностью более 10^4 . Для реализации такой кратности накопления используют принцип сейсмического локатора пассивного типа, приёмная антенна (апертура) которого содержит не менее 400 каналов приёма, а длительность дискретного интервала обработки должна быть более 100 предполагаемых периодов волны МСЭ, т.е. порядка 6-10 секунд. Таким образом, учитывая, что МСЭ возникает в среде повсеместно и постоянно, процедура фокусировки волнового поля в большом временном окне позволяет определить среднюю интенсивность эмиссии упругой энергии в точках фокусировки в заданном интервале времени. Все эти методические приёмы наблюдения сейсмического волнового поля, выделения волн МСЭ и их позиционирование в геосреде реализованы в технологии «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ).

В технологии СЛОЭ увеличение отношения сигнал/шум (ОСШ или SNR) происходит не только в $n0,5$ раз, где n – количество пунктов приема в антенне локатора – площадной схеме наблюдения, но и ещё за счёт временного накопления в $m0,5$ раз, где m – количество волн МСЭ с периодом T во временном окне Δt , которое составляет $m = \Delta t/T$. В общем случае $SNR = (n \times m)0,5$. Например, для антенны с $n = 400$, $\Delta t = 8$ с и $T = 0,08$ с получим, что $SNR = 200$. Подобная кратность накопления волн МСЭ в каждой точке обзора при одной итерации (длительностью Δt) и последующая статистическая обработка процесса МСЭ по общей длительности мониторинга (t), т.е. с представителем выборки $k = t/\Delta t$, что составляет более 105 дискретных значений средней (для итерации) энергии МСЭ, позволяет считать в поле статистических параметров случайного процесса эмиссии (среднее значение, дисперсия и автокорреляционная функция (АКФ)) случайный шум практически отсутствует. При этом поле среднего значения энергии МСЭ отождествляют с распределением открытой трещиноватости, а поле параметров нормированной АКФ –

с распределением нефтесодержания в геосреде.

Распределение трещиноватости в геосреде

Распределение трещиноватости в геологической среде определяется её напряжённо-деформированным состоянием (НДС). В любой области геосреды существует большое многообразие разномасштабных деформаций и источников напряжения. Основными из них можно считать:

- *глобальные*, при колебании полюсов и скорости вращения Земли;
- *региональные*, при движении литосферных плит (тектоника плит);
- *локальные*, при движении блоков фундамента и деформации осадочной толщи.

В различных участках геосреды эти многочисленные источники НДС создают свои конкретные системы трещиноватости, которые интерферируя между собой, формируют распределение трещиноватости, соответствующее «организованному хаосу» (Кузнецов и др., 2004). При этом «тенденциозными организаторами» являются главные векторы напряжения, деформирующие геосреду и формирующие основные пространственные структуры трещиноватости, которые широко представлены и описаны в тектонофизических моделях (Гзовский, 1975; Кузнецов и др., 2004). Например, глобальные напряжения создают в земной коре систему трещиноватости, широко известную в геологии как диагональная, когда ортогонально пересекающиеся линейные зоны трещиноватости, имеющие азимутальную ориентацию с юго-запада на северо-восток и с юго-востока на северо-запад, формируют в слоистой осадочной толще мини-блоковую или плитчатую структуру. Пример мини-блоковой структуры продуктивной осадочной толщи, полученной по данным СЛОЭ, представлен на Рис. 5.

На эту глобальную диагональную структуру накладываются региональные и локальные системы трещиноватости, сформированные местными напряжениями и деформациями. Так, в представленном примере выделяется радиальная система трещиноватости от локального очага напряжения, сформированного субвертикальной зоной трещиноватости. Эти зоны, часто встречающиеся в геологической среде (например, на рис. 1), образуются обычно за счет интерференции линейных, кольцеобразных и др. зон и формирования локальных аномалий открытой высокоинтенсивной трещиноватости. Далее эта зона развивается (в течение геологического времени) в направлении главного вектора напряжения – горного давления, т.е. в вертикальном направлении. Высокая значимость субвертикальных зон в геологической среде состоит в том, что они являются своеобразными геодинамическими насосами, через которые осуществляется конвективный термодинамический массоперенос флюида. По этим субвертикальным каналам УВ из нефтематеринских толщ попадает в вышележащие пласты-коллекторы. В связи с этим представляется исключительно важным выделение данных зон для создания геологической модели формирования залежей УВ и их подпитки в процессе разработки.

Другим важным аспектом информации о распределении трещиноватости в осадочной толще является возможность обнаружения структурных ловушек по соответствию полученного распределения тектонофизическим

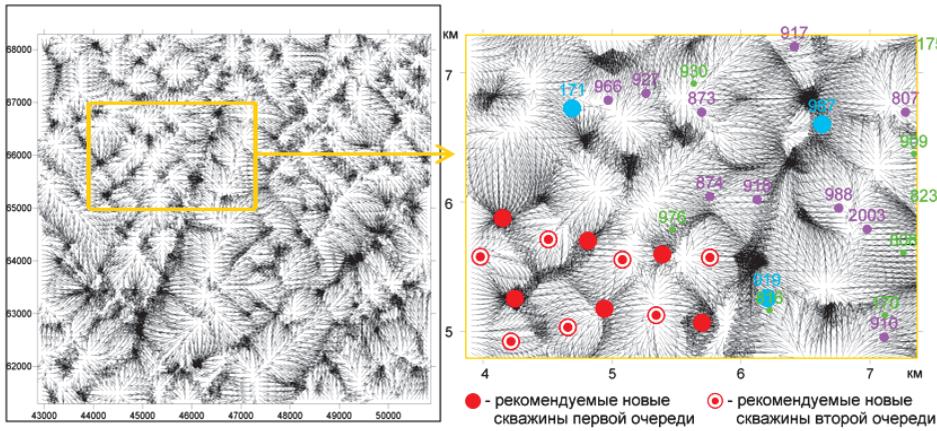


Рис. 5. Пример мини-блоковой структуры продуктивной осадочной толщи, созданной диагональной и радиальной системами трещиноватости, и её увеличенный фрагмент с рекомендованными для бурения скважинами (справа) по данным вектор-градиента поля трещиноватости, полученного по волнам МСЭ и технологии СЛОЭ. Глубина залегания продуктивной толщи порядка 4 км, Росташинское месторождение, Оренбургская область

моделям. Например, в осадочной толще за счёт вертикального подъёма блока фундамента образуется антиклинальная складка, в пределах которой в горизонтальном плане формируются радиальные и концентрические, а в вертикальном – веерообразно расходящиеся зоны аномально высокой и низкой трещиноватости геосреды (Кузнецов и др., 1981). Пример тектонофизической модели, представляющей общее 3D-распределение открытой трещиноватости в антиклинальной структуре, созданной при подъёме блока фундамента, показан на рис. 6. На основании данной модели в 3D-поле трещиноватости можно выделить антиклинальную складку по вертикальным веерообразно расходящимся линейным и горизонтальным радиально-концентрическим зонам трещиноватости. Подобные структурные исследования являются качественными и недостаточно детальными по сравнению с сейсмическими построениями по отражённым волнам. Но в сложных сейсмогеологических условиях (соляные купола, дайки, разломы и т.п.) амплитуда складок-ловушек за пределами мала (10-15 м и менее), достоверность структурных сейсмических построений становится невысокой, и в этой ситуации дополнительная независимо полученная информация о ловушке становится исключительно важной.

Совокупность многообразных напряжений и деформаций, а также влияние вертикальных и латеральных изменений физико-механических свойств пород и их флюидонасыщения, создают достаточно сложную картину естественного распределения открытой трещиноватости в геологической среде. Но на основании полученной картины о распределении открытой трещиноватости, сопоставимой с тектонофизическими моделями, и информации о строении (деформации) геосреды можно оценить основную геодинамическую ситуацию на площади исследования, выделить основные вектора напряжения и определить их направления.

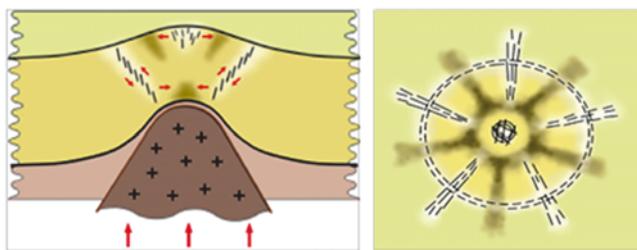


Рис. 6. Тектонофизическая модель распределения зон трещиноватости и уплотнения на антиклинальной структуре в вертикальном разрезе (слева) и горизонтальном разрезе (справа)

Другой важной закономерностью распределения трещиноватости является соответствие азимутальных направлений линейных зон основным направлениям главных горизонтальных векторов сжатия. Для вертикальных векторов тоже наблюдается эта закономерность. А учитывая, что основной вектор сжатия в геосреде соответствует горному давлению, то подавляющее большинство трещин в геосреде являются субвертикальными. Кроме того, принимая во внимание, что горное давление с глубиной увеличивается, то соответственно растёт с глубиной и интенсивность открытой трещиноватости пород. При этом на фоне общего роста трещиноватости с глубиной в осадочной толще выделяются положительные и отрицательные аномалии, соответствующие интервалам более хрупких (карбонаты) и более пластичных (соли, глины) пород.

Упомянутый выше эффект дилатации – парагенезис зон уплотнения и разуплотнения, также является важной закономерностью распределения трещиноватости в геосреде, которую следует учитывать при интерпретации результатов обработки сейсмических материалов, полученных при мониторинге многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

По результатам многочисленных исследований отмечено, что в геологической среде распределение трещин по их размерам и количеству (с заданными размером) соответствует обратной линейной зависимости в логарифмическом масштабе, т.е. закону Гуттенберга-Рихтера (Рихтер, 1963). Это указывает на отсутствие в геологической среде одиночных трещин (разрывов) больших размеров в сотни метров без сопровождающего их «облака» более мелких трещин. В геосреде присутствуют зоны трещиноватости, в которых существует как множество мелких трещин, так и магистральные трещины с максимальными размерами, которые образовались при слиянии и соединении мелких, средних и крупных трещин. Поэтому основной моделью интерпретации сейсмического мониторинга МСЭ при ГРП следует считать не одиночную симметрично расходящуюся (от ствола скважины) трещину, как это принято при моделировании гидроразрыва в изотропной среде, а зону трещиноватости, содержащую открытые трещины разного размера, в том числе и магистральные мегатрещины. Эта модель позволяет оценить размеры, конфигурацию, азимут и т.д. как самой зоны, так и магистральных трещин в ней.

Изменение трещиноватости во времени

Фактор времени влияет на процесс трещинообразования

и преобразования зон трещиноватости в геологической среде. Эти изменения могут быть связаны как с геологическим, так и с текущим интервалами времени.

В геологическом времени открытая трещиноватость обычно «залечивается», если через полости трещин текли водные растворы, и там проходили постседиментационные процессы, вторичное минералоотложение и т.п. В этой ситуации полости заполнялись каменным материалом, и трещины становилась закрытыми. Как правило, совокупность закрытых трещин формируют в геосреде, в том числе в пласте-коллекторе, зону уплотнения, которая становится экраном для перетока флюида, хотя ранее она была основной магистралью флюидного потока. При этом в последующее геологическое время в данной зоне не возникает открытой трещиноватости с тем же простиранием, что и закрытая. Здесь возможно образование открытых трещин с ортогональным направлением простирания. Интересно отметить также тот факт, что в настоящее время протяжённые зоны нарушения сплошности геосреды (разломы, сбросы и т.п.), образовавшиеся в прошлое геологическое время, обычно представлены в своей средней части закрытой трещиноватостью, а на концах – открытой, что указывает на возможное развитие разлома.

В текущем времени открытая трещиноватость, в отличие от закрытой, претерпевает постоянные изменения. Это обусловлено неустойчивым состоянием открытых трещин, их периодическими раскрытием и схлопыванием, постоянными накоплением и излучением упругой энергии. Совокупности открытых трещин (или зоны открытой трещиноватости) постоянно меняют форму, структуру и местоположение. Динамика этих изменений во времени определяется градиентом пространственно-временного (4D) изменения напряженного состояния геосреды. Наглядным примером, представленным на рис. 6, является повышение активности процесса трещинообразования (по данным МСЭ) во временном интервале максимального градиента увеличения силы тяжести Земли за счёт твердотельного лунно-солнечного прилива. Во временном периоде прилива, когда Луна находится в зените, среда уплотняется за счёт частичного схлопывания открытых трещин, а при отливе (Луна в надире) геосреда разуплотняется за счёт увеличения открытой трещиноватости. Данный эффект иллюстрируется на рис. 7, где представлены графики изменения во времени интенсивности МСЭ (вверху) и градиента силы тяжести Земли (внизу) на площади исследования. Отмечается хорошая синхронность изменения данных параметров, что указывает на реальное существование фаз уплотнения и разуплотнения геологической среды при твердотельном лунно-солнечном приливе и отливе. Следует отметить, что полный период лунно-солнечного уплотнения-разуплотнения геосреды составляет лунные сутки и является своеобразным «дыханием Земли» (Кузнецов и др., 2006б, Kouznetsov, Lyasch et al., 2016).

Как показал наш опыт сейсмического мониторинга ГРП, явление лунно-солнечного уплотнения-разуплотнения геосреды оказывает влияние на процесс техногенного трещинообразования. Во временной фазе разуплотнения образуется зона открытой трещиноватости с максимально возможными размерами по площади, а в фазе уплотнения – с минимальными. В последнем случае при

уплотнении геосреды возникали проблемные ситуации с закачкой проппанта в пласт, что также следует учитывать при выборе времени проведения ГРП.

Лунно-солнечные фазы уплотнения и разуплотнения геосреды являются своеобразным механизмом геодинамических насосов – субвертикальных зон трещиноватости, которые часто, развиваясь из фундамента, пронизывают весь осадочный чехол. Учитывая, что размер этих зон может составлять в среднем 1 км в диаметре и 5 км в высоту, а трещинная пористость – 0,1% и суточные изменения интенсивности трещиноватости геосреды (по результатам наших исследований) – 15%, то общий объём всасываемого и выжимаемого флюида составит порядка 0,5 мл м³ в сутки. При работе насоса этот объём флюида движется в основном снизу-вверх по зоне, заходя в пласты-коллекторы. Если учесть, что насос достаточно «дырявый» (трещиноватый), то не весь рассчитанный объём флюида закачивается в пласты-коллекторы. Но всё равно 0,1% данного объёма хватает, чтобы ежедневно проводить эффект мини ГРП, т.е. создавать промытые магистрали для движения флюида: воды и нефти. Причём, учитывая различия плотностей, фильности и фобности флюида и пород, то промытые магистрали – основные каналы движения воды и нефти, будут разными, а при их пересечении будет отмечаться блокировка движения одного из флюидов, скорее нефти. В качестве примера на рис. 8 представлены схемы основных потоков воды и нефти, выделенные в поле градиентов средней энергии и дисперсии МСЭ, соответственно, в сопоставлении с прогнозом дебита нефти для всей площади месторождения на текущий период мониторинга. На этой схеме наглядно отмечается блокировка потока нефти, исходящего из геодинамического насоса, потоком воды в восточной части месторождения. В связи с блокированием потока нефти отмечается слабое нефтенасыщение зоны северо-восточного направления и низкий дебит нефти находящихся здесь добывающих скважин. Для разблокирования потока нефти необходимо либо временно остановить работу нагнетательных скважин, либо перевести их в режим циклического заводнения. Примером удачного согласования флюидопотоков следует считать радиальную зону в северной части площади. Находящиеся здесь добывающие скважины имеют максимальный дебит.

На рис. 9 представлена корреляционная зависимость

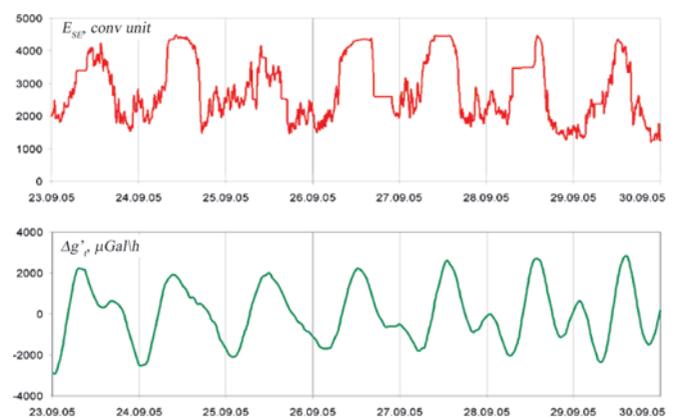


Рис. 7. Сопоставление графиков осреднённой («скользящим окном») энергии волн МСЭ (вверху) и временного градиента силы тяжести Земли на нефтяном месторождении (внизу)

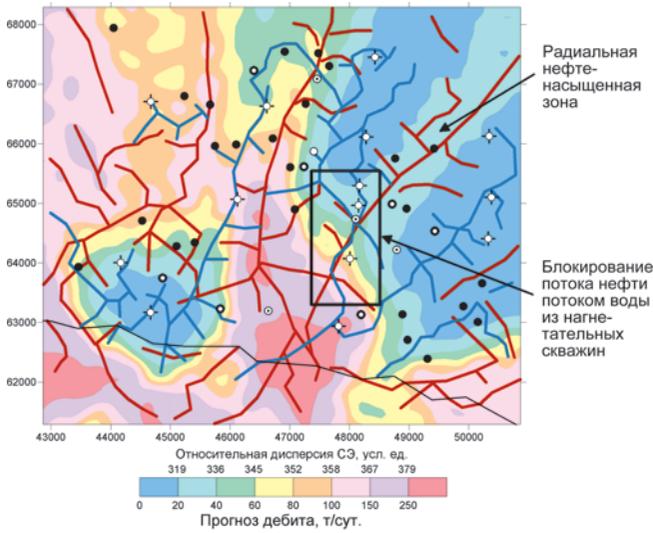


Рис. 8. Схемы основных потоков воды и нефти, выделенные в поле градиентов средней энергии и дисперсии МСЭ соответственно, в сопоставлении с прогнозом дебита нефти для всей площади месторождения на текущий период мониторинга, Росташиинское месторождение, Оренбургская область

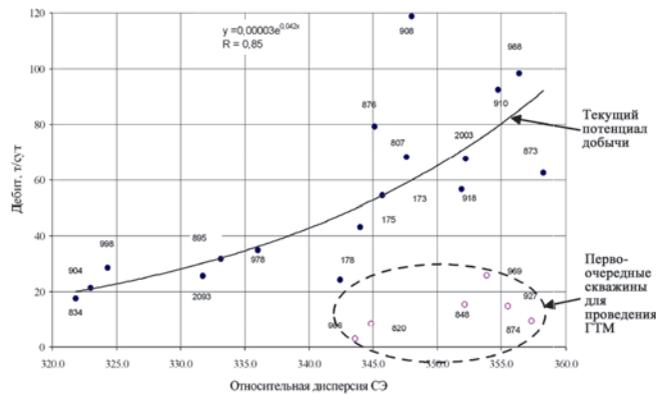


Рис. 9. Корреляционная зависимость между значениями текущего дебита и дисперсией процесса МСЭ

между значениями текущего дебита и дисперсией процесса МСЭ, на основе которой сделан прогноз дебита нефти для всей площади месторождения (Рис. 8) и выделены первоочередные добывающие скважины, в которых проведение геолого-технологических мероприятий позволиткратно увеличить дебит.

Обработка исходных материалов 3D для выделения волн рассеянных и МСЭ

Дальнейшее совершенствование технологий СЛБО и СЛОЭ позволило реализовать обработку исходных сейсмических материалов МОГТ-3D на основе алгоритмов бокового и нормального локационных обзоров. Первое направление обработки использовалось ранее для выделения рассеянных волн и получения куба трещиноватости по исходным материалам МОГТ-3D. Результаты второго направления представляются впервые после многочисленных экспериментальных исследований на разных поисково-разведочных площадях. На рис. 10 представлена стандартная схема наблюдения МОГТ-3D на одной из площадей в Техасе, США. По результатам переобработки данных материалов получены кубы открытой трещиноватости по рассеянным волнам и нефтесодержания по волнам МСЭ. На рис. 11 представлены срезы интенсивности

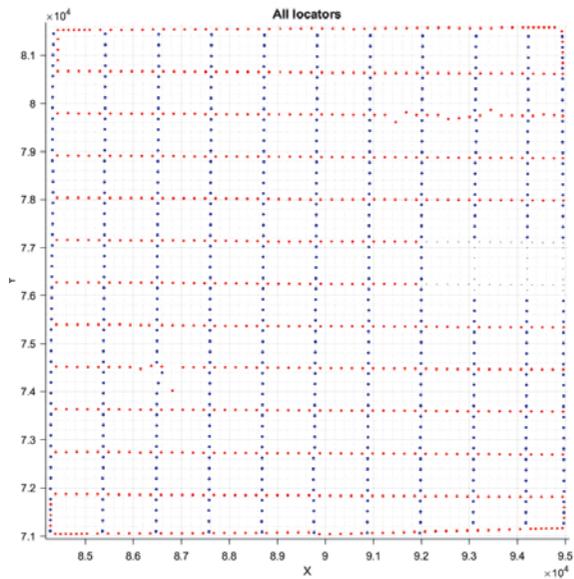


Рис. 10. Стандартная схема наблюдений МОГТ-3D (синие – пункты приема, красные – пункты возбуждения)

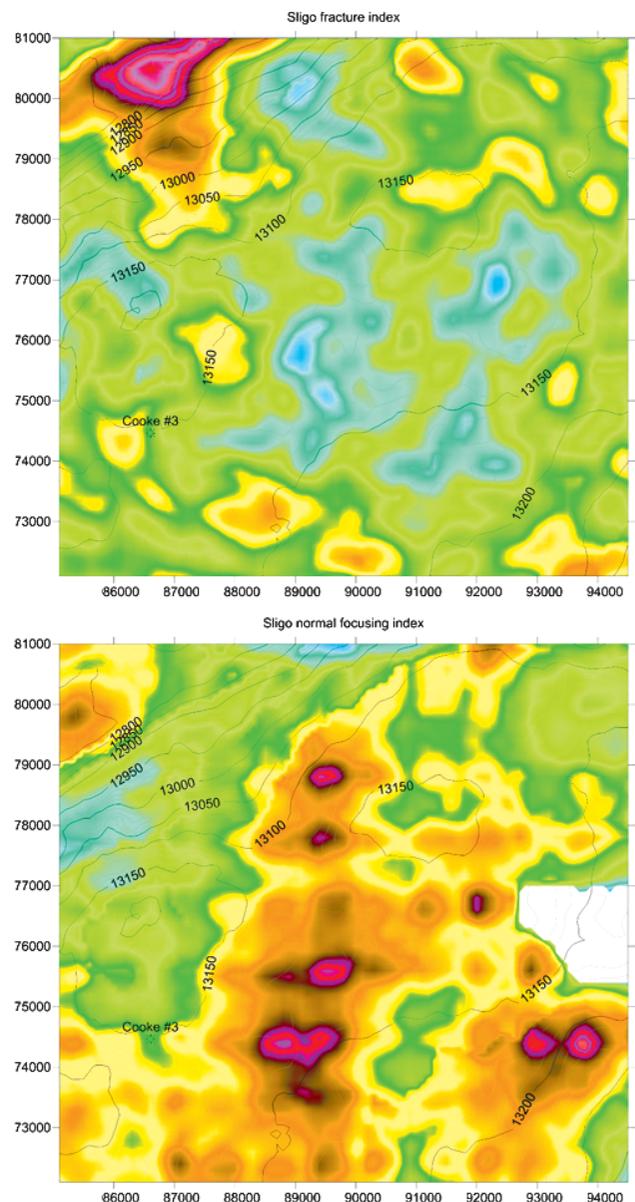


Рис. 11. Срезы интенсивности открытой трещиноватости (вверху) и нефтесодержания (внизу) по структурному горизонту Sligo

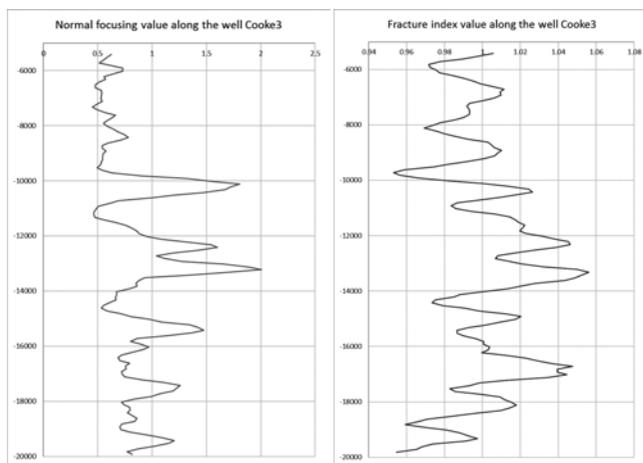


Рис. 12. Вертикальные графики трещиноватости (слева) и нефтенасыщения (справа) вдоль ствола скважины Cooke-3

открытой трещиноватости и нефтесодержания по горизонту Sligo, а на рис. 12 вертикальные графики трещиноватости и нефтенасыщения вдоль ствола скважины Cooke-3. На графике выделяются (до глубины забоя – 14 тыс. футов) нефтесодержащие интервалы разреза, которые были выявлены в процессе бурения данной скважины, что указывает на достоверность полученных результатов. По результатам распределения нефтесодержания в отложениях Sligo выделяется залежь, ограниченная на севере субширотным разломом типа сброса, который является непроницаемым экраном. Хотя данный разлом типа сброса на структурной карте не указан, но на временных сейсмических разрезах он уверенно выделяется. Кроме того, в поле нефтесодержания (Рис. 11, внизу) отмечается хорошее соответствие минимального насыщения нефтью локальных синклиналичных участков, ограниченных изогипсой -13150 фут и находящихся в центрально-восточной и северо-центральной частях площади. Следует отметить, что данное соответствие (строения и нефтесодержания) получено по независимой информации – отраженным и эмиссионным волнам.

Заключение

Учёными и специалистами «Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О. Л.», начиная с 70-х годов прошлого столетия, проводились теоретические и экспериментальные сейсмоакустические исследования трещиноватости и флюидонасыщения геологической среды. Были созданы специальные методы и технологии, которые по мере их практического применения постоянно совершенствовались для повышения эффективности их использования и достоверности результатов изучения данных характеристик геосреды. Было установлено, что наиболее достоверные результаты сейсмического изучения трещиноватости могут быть получены по волнам рассеянного отражения, а типа флюидонасыщения – по волнам микросейсмической эмиссии (Кузнецов и др. 2006а; Чиркин и др. 2014).

Создание технологий сейсмоакустического 3D- и 4D-изучения распределения трещиноватости позволило выявить ряд закономерностей и особенностей, связанных с наличием в геологической среде:

- напряжённно-деформированного состояния (тектонико-физические модели);

- субвертикальных зон открытой трещиноватости («геодинамических насосов»);
- мини блокового («плитчатого») строения осадочной толщи;
- лунно-солнечных фаз уплотнения и разуплотнения («дыхания») Земной коры;
- парагенезисом зон уплотнения и разуплотнения (эффект дилатации) и др.

Все эти особенности распределения трещиноватости в геосреде учитываются при интерпретации результатов изучения трещиноватости для решения важных прикладных задач по выбору места вскрытия залежи для получения максимально возможного притока УВ, прогнозу аварийно опасных интервалов бурения скважин, контролю изменения трещиноватости при техногенном воздействии на пласт и др.

Было установлено также влияние трещиноватости на акустическую и микросейсмическую эмиссию упругой энергии и закономерности изменения амплитудно-временных параметров процесса эмиссии в зависимости от типа флюидонасыщения (газ, вода, нефть) горных пород и физического воздействия на них естественной и/или техногенной природы. На основе выявленной закономерности была создана технология СЛОЭ, усовершенствована технология АНЧАР и установлены закономерности появления эффектов «прямых поисков» в других сейсмических технологиях: «яркое пятно», способ Ведерникова Г.В. и др. В настоящее время на основе технологии СЛОЭ имеется возможность реализации как специальной обработки исходных материалов 3D для получения информации о нефтесодержании геологической среды, так и непрерывного мониторинга изменения неоднородности и неравномерности флюидосодержания в процессе разработки месторождения УВ с получением результатов в режиме реального времени. Такая возможность технологии СЛОЭ позволяет решать широкий спектр важных прикладных задач при поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа, а комплексирование СЛОЭ с технологиями МОГТ и СЛБО существенно повышает надёжность решения данных задач.

В настоящей работе представлены примеры решения лишь некоторых (из большого многообразия) прикладных задач, многие из которых ранее и не ставились перед сейсморазведкой в связи с её большими ограничениями, т.к. в традиционной сейсмической технологии МОГТ-3D для решения геологических задач используют только отражённые волны, на основе которых можно получить достоверную информацию лишь о строении геологической среды. Поэтому именно комплексное использование сейсмических волн разного класса (отражённых, рассеянных и эмиссионных), которые наблюдают, выделяют и позиционируют на основе комплексных технологических решений, позволяет реально оптимизировать освоение месторождений нефти и газа.

Созданные и успешно используемые (в России и за рубежом) сейсмоакустические технологии СЛБО, СЛОЭ, АНЧАР и ВВП отмечены Премией Правительства РФ 2008 года в области науки и техники, что указывает на признание (на государственном уровне) их эффективности при разведке и разработке месторождений, а также целесообразность их широкого внедрения в практику геолого-разведочных работ и добычи нефти и газа.

Литература

Аксельрод С.М. (2013). Геофизический контроль гидроразрыва пласта в реальном времени: возможности, реализация и ограничения (по материалам зарубежной печати). *Каротажник*, 8.

Арутюнов С.Л., Кузнецов О.Л., Карнаузов С.М., Ермаков Б.Д., Сиротинский Ю.В. (1997). АНЧАР-новые принципы разведочной геофизики. *Международная Геофизическая Конференция и Выставка ЕАГО*, Москва

Ведерников Г.В., Максимов Л.А., Чернышова Т.И. (2011). Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. *XI ежегодная международная конференция «Гальперинские чтения – 2011»*. Москва: ЦГЭ.

Гзовский М.В. (1975). Основы тектонофизики. Москва: Наука, 536 с.

Дорофеева Т.В. (1986). Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. Москва: Недра, 223 с.

Жуков А.П., Тищенко И.В., Калимулин Р.М., Горбунов В.С., Тищенко А.И. (2011). Адаптивная вибросейсморазведка в условиях неоднородного строения верхней части геологического разреза. *Технологии сейсморазведки*, 2, с. 5-13.

Жуков А.П., Шнейерсон М.Б. (2000). Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 100 с.

Кузнецов О., Чиркин И., Фирсов В. (2006а). Сейсмический мониторинг как инструмент повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. *Технологии ТЭК*, 6, с. 12-19.

Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А. и др. (2007а). Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтеносных породах. *Геофизика*, 6, с. 8-15.

Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж (2001). Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты. Москва: Мир, 261 с.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Жуков А.С., Волков А.В. (2006б). Влияние лунно-солнечных приливов на изменение открытой трещиноватости нефтегазовых резервуаров и прикладное значение этого эффекта. *Геоинформатика*, 10.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. (2004). Экспериментальные исследования. Москва: Государственный научный центр Российской Федерации – ВНИИгеосистем, 362 с., *Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред*, т. 2.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. (2007б). Новые технологии и решение прикладных задач. Москва: ООО «Центр информационных технологий в природопользовании», 434 с., *Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред*, т. 3.

Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Чахмахчев В.Г., Рогоцкий Г.В. и др. (1981). Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры. *Еж. БСЭ*.

Рихтер Ч.Ф. (1963). Элементарная сейсмология. Москва: Издательство иностранной литературы, 670 с.

Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. (2014). Мониторинг микросейсмической эмиссии – новое направление развития сейсморазведки. *Приборы и системы разведочной геофизики*, 3, с. 6-15.

Kouznetsov O.L., Lyasch Yu.F., Chirkin I.A., Rizanov E.G., LeRoy S.D. and Koligaev S.O. (2016). Long-term monitoring of microseismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content. *Interpretation*, 4(2), pp. T191-T204. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2015-0047.1>

Сведения об авторах

О.Л. Кузнецов – доктор тех. наук, профессор, академик РАЕН, заведующий кафедрой, президент, Государственный университет «Дубна»

Россия, 141982, Московская обл., Дубна, ул. Университетская, 19

И.А. Чиркин – канд. геол.-мин. наук, член-корреспондент РАЕН, доцент кафедры общей и прикладной геофизики, Государственный университет «Дубна»; научный руководитель, ООО «Холдинг ГЕОСЕЙС»

Россия, 141982, Московская обл., Дубна, ул. Университетская, 19

E-mail: iachirkin@gmail.com

С.Л. Арутюнов – канд. геол.-мин. наук, академик РАЕН, генеральный директор

ООО «Научно-технологический комплекс АНЧАР»

Россия, 117418, Москва, Нахимовский пр-т, 33/2, оф. 1

Е.Г. Ризанов – ассистент кафедры общей и прикладной геофизики, Государственный университет «Дубна»; ведущий геофизик, ООО «Холдинг ГЕОСЕЙС»

Россия, 141982, Московская обл., Дубна, ул. Университетская, 19

В.П. Дыбленко – канд. тех. наук, член-корреспондент РАЕН, директор, ООО «НПП ОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»

Россия, 450103, Уфа, ул. Сочинская, 8, оф. 203

В.В. Дрягин – канд. тех. наук, директор, ООО «Научно-производственная фирма Интенсоник»

Россия, 620016, Екатеринбург, ул. Амундсена 100, оф. 104

Статья поступила в редакцию 20.07.2018;

Принята к публикации 16.08.2018;

Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Seismic studies of the unevenness of open fracturing and inhomogeneity of the fluid saturation in the geological environment for optimal development of oil and gas fields

O.L. Kuznetsov¹, I.A. Chirkin^{1,2*}, S.I. Arutyunov³, E.G. Rizanov^{1,2}, V.P. Dyblenko⁴, V.V. Dryagin⁵

¹Dubna State University, Dubna, Russian Federation

²Kholding GEOSEYS LLC, Moscow, Russian Federation

³NTK ANCHAR LLC, Moscow, Russian Federation

⁴NPP OIL-INZHINIRING LLC, Ufa, Russian Federation

⁵Research and Production Company Intensonic LLC, Ekaterinburg, Russian Federation

*Corresponding author: Igor A. Chirkin, e-mail: iachirkin@gmail.com

Abstract. The distribution of fracturing and the type of fluid saturation in the geological environment, along with its structure, is the most important information for optimal development of oil and gas fields, including their search, exploration and development. Integrated use of seismic information about fluid saturation, fracturing and the structure of sedimentary strata helps to choose the optimal locations for

the discovery of wells in order to obtain the maximum possible inflow of hydrocarbons into them. This approach drastically reduces the drilling of dry wells while performing prospecting and exploration works, significantly reduces the capital costs for their implementation and accelerates the commissioning of fields. In the development of the field, continuous seismic monitoring of fracturing and fluid saturation of the productive

strata in real time allows the operative optimization of oil displacement schemes and operating modes of wells, choosing the optimal location and time for performing geological and technological measures, and controlling the geological and technical efficiency of their implementation, etc., the rate of recovery and the completeness of the oil extraction from the deposit while reducing capital and operating costs. To study the 2D-4D distribution of fracturing and fluid saturation in the geological environment by scientists and specialists of the «Scientific School of Oil and Gas Seismoacoustics by prof. Kuznetsov O.L.», innovative seismic technologies are created: «Seismic side-view locator», «Seismolocation of foci of emission» and «Acoustic low-frequency survey», in which for obtaining this information, waves of diffuse reflection and microseismic emissions are used, not mirror reflection, as in traditional seismic surveys. As a result of experimental laboratory, well and field studies, the regularity of the amplitude-time parameters of seismoacoustic emission was determined depending on the type of fluid saturation of rocks and physical impacts, which was also used in the technologies of «Logging of seismoacoustic emission» to isolate oil-containing intervals in a section of wells and «Wave treatment of the reservoir» to increase the oil inflow into the well, including hard-to-recover highly viscous oil.

Examples of the application of seismo-acoustic technologies for solving a wide range of applied problems in the development of oil and gas fields are given.

Keywords: seismic studies, fracturing, fluid saturation, oil and gas fields

Recommended citation: Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Arutyunov S.I., Rizanov E.G., Dyblenko V.P., Dryagin V.V. (2018). Seismic studies of the unevenness of open fracturing and inhomogeneity of the fluid saturation in the geological environment for optimal development of oil and gas fields. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 206-215. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.206-215>

References

- Aksel'rod S.M. (2013). Real-Time Geophysical Control of Hydrofracturing: Possibilities, Implementation and Limitations (Based on Analysis of Foreign Sources). *Karotazhnik*, 8, pp. 84-116. (In Russ.)
- Arutyunov S.L., Kuznetsov O.L., Karnaukhov S.M., Ermakov B.D., Sirotinskii Yu.V. (1997). ANCHAR – new principles of exploration geophysics. *Mezhdunarodnaya Geofizicheskaya Konferentsiya i Vystavka EAGO* [EAGO International Geophysical Conference and Exhibition], Moscow. (In Russ.)
- Chirkin I.A., Rizanov E.G., Koligaev S.O. (2014). Monitoring of microseismic emission is a new direction in seismic prospecting. *Priboiy i sistemy razvedochnoi geofiziki* [Instruments and systems of exploration geophysics], 3, pp. 6-15. (In Russ.)
- Dorofeeva T.V. (1986). Tectonic fracturing of rocks and conditions for formation of fractured oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 223 p. (In Russ.)
- Gzovskii M.V. (1975). Fundamentals of tectonophysics. Moscow: Nauka, 536 p. (In Russ.)
- Kouzetsov O.L., Liasch Yu.F., Chirkin I.A., Rizanov E.G., LeRoy S.D. and Koligaev S.O. (2016). Long-term monitoring of microseismic emissions: Earth tides, fracture distribution, and fluid content. *Interpretation*, 4(2), pp. T191-T204. <http://dx.doi.org/10.1190/INT-2015-0047.1>
- Kuznetsov O., Chirkin I., Firsov V. (2006a). Seismic monitoring as a tool for increasing the efficiency of oil field development. *Tekhnologii TEK*, 6, pp. 12-19. (In Russ.)
- Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Chakhmakhchev V.G., Rogotskii G.V. et al. (1981). The phenomenon of the paragenesis of subvertical zone-ring-shaped geophysical, geochemical and biochemical fields in the sedimentary cover of the Earth's crust. *Ezh. BSE*. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Kur'yanov Yu.A. et al. (2004). Experimental research. Moscow: Gosudarstvennyi nauchnyi tsentr Rossiiskoi Federatsii – VNIIGeosistem, 362 p., Seismoakustika poristykh i treshchinovatykh geologicheskikh sred [Seismoacoustics of porous and fractured geological media], vol. 2. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Kur'yanov Yu.A. i dr. (2007b). New technologies and solution of applied problems. Moscow: OOO «Tsentr informatsionnykh tekhnologii v prirodopol'zovanii», 434 p., Seismoakustika poristykh i treshchinovatykh geologicheskikh sred [Seismoacoustics of porous and fractured geological media], vol. 3. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Chirkin I.A., Zhukov A.S., Volkov A.V. (2006b). The influence of lunar-solar tides on the change of oil and gas reservoirs open fracturing and the applied significance of this effect. *Geoinformatika = Geoinformatics*, 10. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Dyblenko V.P., Chirkin I.A. i dr. (2007a). Features of mechanical stresses energy accumulation and abnormal seismoacoustic radiation in oil-bearing rocks. *Geofizika = Geophysics*, 6, pp. 8-15. (In Russ.)

Kuznetsov O.L., Simkin E.M., Chilingar Dzh (2001). Physical basis of vibration and acoustic effects on oil and gas reservoirs. Moscow: Mir, 261 p. (In Russ.)

Rikhter Ch.F. (1963). Elementary seismology. Moscow: Izdatel'stvo inostrannoi literatury, 670 p. (In Russ.)

Vedernikov G.V., Maksimov L.A., Chernyshova T.I. (2011). Forecast of hydrocarbon deposits by microseismic characteristics. *XI ezhegodnaya mezhdunarodnaya konferentsiya «Gal'perinskie chteniya – 2011»* [XI annual international conference “Halperin Readings – 2011”]. Moscow: TsGE. (In Russ.)

Zhukov A.P., Shneerson M.B. (2000). Adaptive and nonlinear methods of vibration seismic exploration. Moscow: OOO «Nedra-Biznesstsentr», 100 p. (In Russ.)

Zhukov A.P., Tishchenko I.V., Kalimulin R.M., Gorbunov V.S., Tishchenko A.I. (2011). Adaptive vibroseism exploration in conditions of heterogeneous structure of the upper part of the geological section. *Tekhnologii seismorazvedki* [Seismic exploration technologies], 2, pp. 5-13. (In Russ.)

About the Authors

O.L. Kuznetsov – DSc (Engineering), Professor, Head of the Department, President, Dubna State University

University st. 19, Dubna, Moscow region, 141982, Russian Federation

I.A. Chirkin – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor of the General and Applied Geophysics Department, Dubna State University; Scientific Supervisor, Kholding GEOSEIS LLC

University st. 19, Dubna, Moscow region, 141982, Russian Federation

E-mail: iachirkin@gmail.com

S.L. Arutyunov – PhD (Geology and Mineralogy), Director General

NTK ANCHAR LLC
Nakhimovskiy ave. 33/2 of. 1, Moscow, 117418, Russian Federation

E.G. Rizanov – Assistant of the General and Applied Geophysics Department, Dubna State University; Leading Geophysicist, Kholding GEOSEIS LLC

University st. 19, Dubna, Moscow region, 141982, Russian Federation

V.P. Dyblenko – PhD (Engineering), Director, NPP OIL-ENGINEERING LLC

Sochi st. 8 of. 203, Ufa, 450103, Russian Federation

V.V. Dryagin – PhD (Physics and Mathematics), Director Research and Production Company Intensonic LLC

Amundsen st., 100 of. 104, Ekaterinburg, 620016, Russian Federation

Manuscript received 20 July 2018;

Accepted 16 August 2018;

Published 30 August 2018

Выбор метода микросейсмических исследований в зависимости от решаемой задачи

Е.В. Биряльцев, М.Р. Камилов*
ЗАО «Градиент», Казань, Россия

В статье приводится сравнение двух методов микросейсмических исследований – метода максимума правдоподобия и метода Кейпона, для детектирования положения микросейсмического события при наблюдении с поверхности в условиях разрабатываемого месторождения или проведения мониторинга гидроразрыва пласта. Приведены результаты вычислительных экспериментов по определению точности локализации модельного микросейсмического события в пространстве, а также при различных уровнях шума, при различных типах микросейсмических событий и при выделении повторяющихся событий. По результатам экспериментов делается вывод, что задачи выявления неповторяющихся событий более уверенно решаются методом максимума правдоподобия, в то время как для задач выявления зон повышенной трещиноватости лучше всего подходит метод Кейпона.

Ключевые слова: мониторинг гидроразрыва пласта, мониторинг естественной трещиноватости, микросейсмические события, метод максимума правдоподобия, метод сверхразрешения, метод Кейпона, тензор сейсмического момента

Для цитирования: Биряльцев Е.В., Камилов М.Р. (2018). Выбор метода микросейсмических исследований в зависимости от решаемой задачи. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 217-221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.217-221>

Введение

Локализация микросейсмических событий все более применяется в нефтегазовой геофизике для решения различных геологических и технологических задач. Основными областями применения микросейсмических технологий являются мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП) для оптимизации последующего освоения и мониторинг естественной трещиноватости. Мониторинг естественной трещиноватости позволяет определить зоны повышенной трещиноватости, что используется для оптимизации сетки скважин. Большой интерес для решения задач геомеханики представляет определение направления как трещин гидроразрыва, так и естественной трещиноватости.

Очевидно, что такое разнообразие решаемых задач не может быть покрыто одним методом и даже одним подходом локализации микросейсмического события. Известно достаточно большое количество методов локализации (Anikiev et al., 2014; Gajewski et al., 2007; Gajewski, Tessmer, 2005; Gharti et al., 2011), предпринимаются попытки их сопоставления (Kushnir et al., 2014; Maxwell, 2014). К сожалению, сопоставление зачастую производится без учета решаемой задачи, шумовой обстановки, точности знания скоростной характеристики среды. Ниже мы приводим сопоставление двух наиболее популярных подходов к локализации микросейсмического события для решения различных задач и делаем вывод об оптимальной области их применения.

Известные теоретические подходы к локализации микросейсмического события

В настоящее время известны два подхода к локализации

микросейсмических событий. Первый подход, к которому относятся методы дифракционного суммирования (Anikiev et al., 2014; Gajewski et al., 2007), моделирования в обратном времени (Gajewski, Tessmer, 2005; Gharti et al., 2011) и методы максимума правдоподобия (Biralteev et al., 2017), позволяет восстанавливать интенсивность микросейсмических событий в пространстве и времени с точностью до частоты дискретизации сигнала на приемнике. Этот подход оперирует при восстановлении положения микросейсмического события непосредственно отсчетами полевых сигналов.

Второй подход (Kushnir et al., 2014), который известен как методы сверхразрешения или спектральные методы, основан на восстановлении местоположения микросейсмического сигнала конечной длительности, который накапливается за этот промежуток и только затем определяется его местоположение. Время возникновения микросейсмического события определяется, в этом случае, с точностью до интервала накопления, однако точность определения пространственных координат микросейсмического события значительно выше, чем для методов первого подхода.

Различие в подходах можно пояснить, рассматривая математические допущения, лежащие в основе этих подходов. Для общности будем рассматривать микросейсмическое событие, используя тензор сейсмического момента, введенного Аки и Ричардсом (Aki, Richards, 1980), что позволяет объединить в одном микросейсмическом событии раскрытие/закрытие трещины и сдвиговые движения.

Обозначим величины компонент тензора сейсмического момента через M_i , где i – компонент тензора сейсмического момента. Представим расстановку из $k=1..K$ датчиков и обозначим регистрируемый на них сигнал как $z_k(t)$. Регистрируемый сигнал можно рассматривать как сумму шума $n_k(t)$ и полезного сигнала s_k^i от микросейсмического события с магнитудой M :

$$z_k(t) = n_k(t) + \sum_i M^i s_k^i(t) \quad (1)$$

* Ответственный автор: Марсель Робертович Камилов
E-mail: m.kamilov@gradient-geo.com

Матрица ковариации вектора регистрируемых сигналов Z на датчиках имеет общий вид:

$$\begin{aligned} \text{cov}(Z) &= \text{cov}(N + \sum_i M^i S^i) = \text{cov}(N) + \\ &+ \text{cov}(N, \sum_i M^i S^i) + \text{cov}(\sum_i M^i S^i) \end{aligned} \quad (2)$$

Полная матрица ковариации в (2) состоит из матрицы ковариации шума, матрицы ковариации сигнала и матрицы взаимной ковариации шума и сигнала.

Матрица взаимной ковариации является матрицей рассеяния, для задач локации активных микросейсм мы полагаем ее тождественно равной нулю. В первом подходе мы полагаем, что матрица ковариации сигнала пренебрежимо мала и ковариации полевого сигнала обуславливаются только ковариацией шумов. Во втором подходе мы предполагаем, что ковариация сигнала больше ковариаций шума и матрица ковариаций полевого сигнала при достаточном времени накопления соответствует ковариации полезного сигнала от микросейсмического события.

Для первого подхода наиболее общим методом, включающим в себя как частные случаи методы дифракционного суммирования и моделирования в обратном времени, является метод максимума правдоподобия. В (Birialtsev et al., 2017) показано, что мы можем определить тензор сейсмического момента, решая систему уравнений

$$\sum_k a_{1k} M^k = b_1 \quad (3)$$

где

$$a_{1m} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N C_{ij}^{-1} (s_i^m s_j^1 + s_j^m s_i^1) \quad (4)$$

$$b_1 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N C_{ij}^{-1} (z_i s_j^1 + z_j s_i^1) \quad (5)$$

Таким образом, если мы пренебрегаем матрицей ковариации полезного сигнала, то уравнения относительно компонент тензора сейсмического момента являются линейными и решаются относительно легко.

Очевидно также, что подобное решение неприменимо для второго подхода, так как матрица ковариации полевого сигнала в этом случае нелинейно зависит от компонент тензора сейсмического момента. Для второго подхода мы вынуждены пока предполагать, что источник микросейсм является центром расширения, все компоненты тензора которого равны.

Методы сверхразрешения базируются на следующем подходе. Из полевых данных мы имеем функцию ковариации $\text{cov}(Z)$, которая состоит из ковариаций полезного сигнала. Строится вектор модельного сигнала $S(r)$, зависящий от положения источника в пространстве r , и для набора положений r строится значение тестовой функции:

$$F(r) = \frac{1}{S(r) \text{cov}(Z)^{-n} S(r)^T} \quad (6)$$

Максимум $F(r)$ соответствует положению одного из источников микросейсм. Показатель $-n$ при функции ковариации соответствует различным методам в рамках подхода сверхразрешения, $n=1$ соответствует исторически первому и наиболее помехоустойчивому методу сверхразрешения, методу Кейпона.

Вычислительные эксперименты

Для практического сопоставления применимости первого и второго подходов при решении различных геологических и технологических задач были проведены ряд вычислительных экспериментов с методом максимума

правдоподобия и методом Кейпона как наиболее типичными представителями обоих подходов. Оба метода были реализованы в изложенной постановке. Модельный эксперимент производился для случая однородной среды со скоростью V_p в следующих условиях (Рис. 1).

Модельные датчики в количестве 225 единиц располагались равномерно на площади в 1 квадратный километр. Источник сигнала располагался под центром площади на глубине 500 метров. Восстановление положения сигнала производилось по такой же сетке в плоскости источника в 4-х плоскостях выше и ниже источника с шагом 50 метров по вертикали. Сигнал модельного источника имел вид вейвлета Пузырева с центральной частотой 25 Гц.

В первом эксперименте (Рис. 2) было проверено утверждение о более высоком разрешении методов сверхразрешения по сравнению с методом максимума правдоподобия. Действительно, область локализации микросейсма в плоскости источника выглядит более выраженной, однако размазанность этой области по вертикали существенно больше, чем у метода максимума правдоподобия.

Второй эксперимент проводился с целью сопоставления помехоустойчивости методов Кейпона и метода максимума правдоподобия в горизонтальной плоскости микросейсмического события. Верхняя группа изображений на рис. 3 соответствует методу максимума правдоподобия, нижняя – методу Кейпона. Отношение сигнал/шум соответствует 1/7, 1/12, 1/17 слева направо соответственно.

Видно, что при низком уровне шума выраженность локализации микросейсмического события у метода Кейпона значительно выше, чем у метода максимума правдоподобия, однако при увеличении уровня шума метод Кейпона резко теряет в достоверности, начинают появляться артефакты, сопоставимые по уровню с реальным положением микросейсма, а при дальнейшем увеличении шума реальный источник не диагностируется. Метод максимума правдоподобия напротив, демонстрирует плавное снижение выраженности области локализации микросейсма при умеренном уровне артефактов для всех исследованных уровней шума.

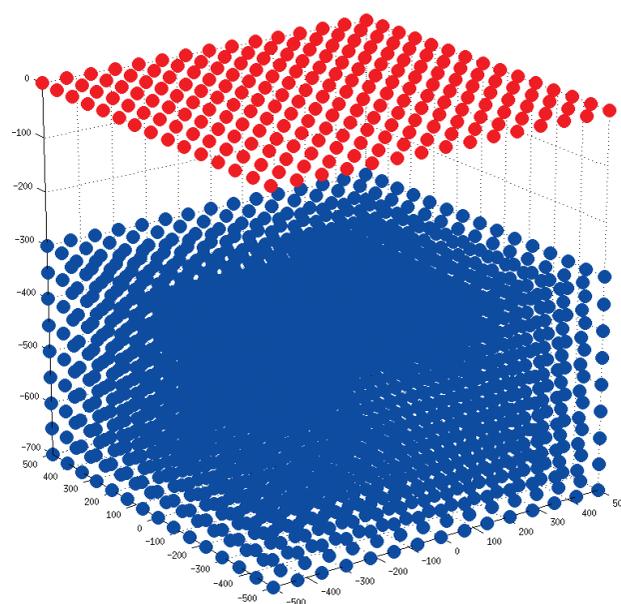


Рис. 1. Схема вычислительного эксперимента

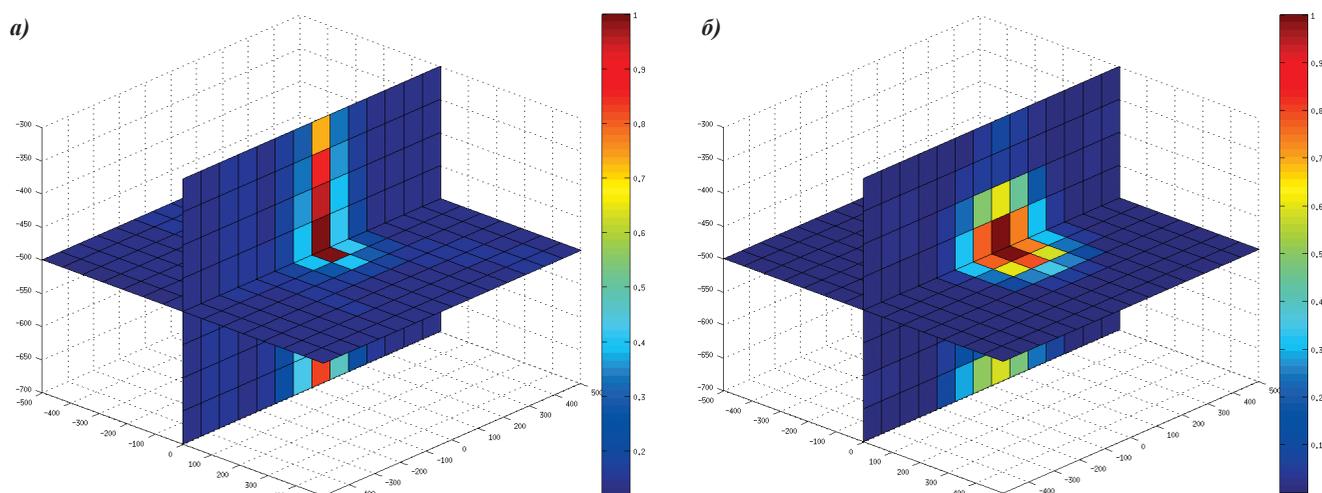


Рис. 2. Точность локализации модельного микросейсма методами Кейпона (а) и максимума правдоподобия (б) в пространстве для низкого уровня шума

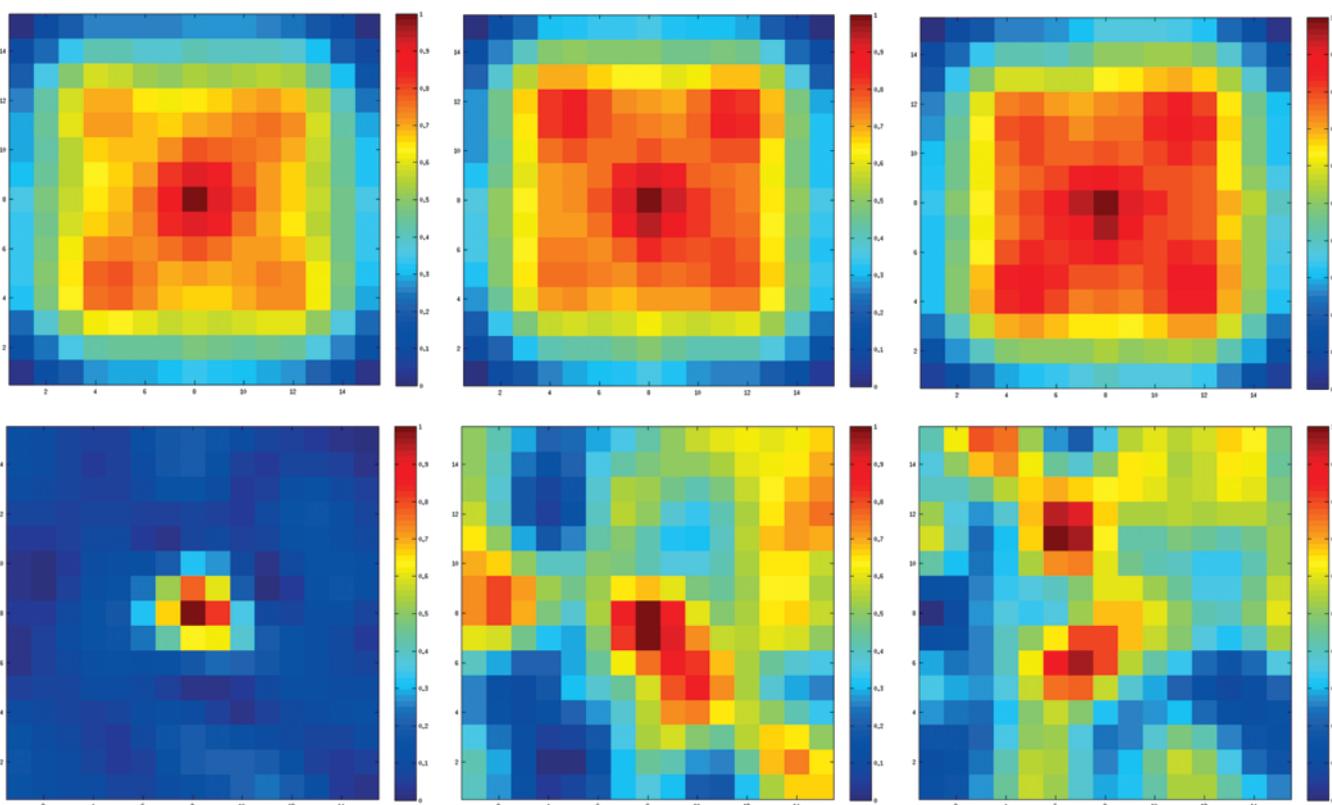


Рис. 3. Сопоставление точности локализации микросейсм методом Кейпона и методом максимума правдоподобия для различных уровней шума

Следующий вычислительный эксперимент проводился с целью определения возможности восстановления положения микросейсмического события при различных типах микросейсмических событий. Как можно видеть на рис. 4, события типа центр расширения и трещина отрыва восстанавливаются точно, а событие сдвигового характера вызвало появление вытянутого артефакта с максимумом на значительном удалении от реального места события.

Вышеуказанные эксперименты производились с единичными событиями. В ряде случаев микросейсмические события имеют повторяющийся характер, например при событии естественной трещиноватости или длительном воздействии на пласт заводнением или термическими методами.

В последнем эксперименте была сопоставлена помехоустойчивость методов максимума правдоподобия и Кейпона для выделения повторяющихся событий. Для данного эксперимента был сгенерирован псевдополевой сигнал, состоящий из белого шума и аперiodически появляющихся модельных сигналов. Были проведены эксперименты с уровнями сигнал/шум в 1/10, 1/20 и 1/50. Метод максимума правдоподобия использовался для выделения отдельных сигналов с выделением лучшего варианта восстановления, метод Кейпона использовался с двумя временами накопления 15 минут и 2.5 часа модельного времени. Результат представлен на рис. 5. Хорошо видно, что при уменьшении отношения сигнал/шум в методе максимума правдоподобия появляются

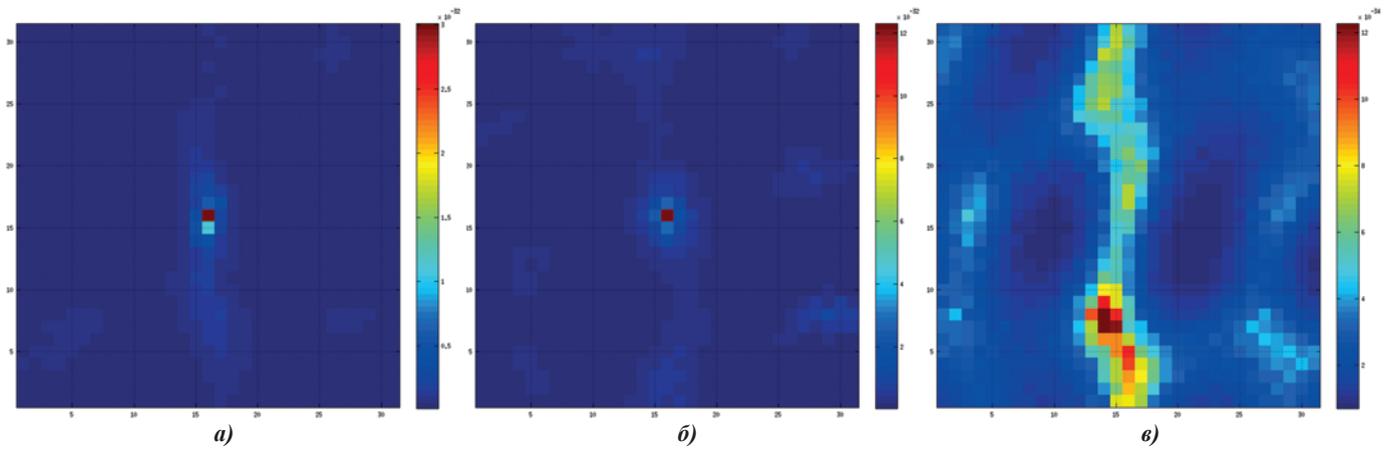


Рис. 4. Локализация методом Кейпона событий различных типов: центр расширения (а), трещина отрыва (б) и сдвиг (в)

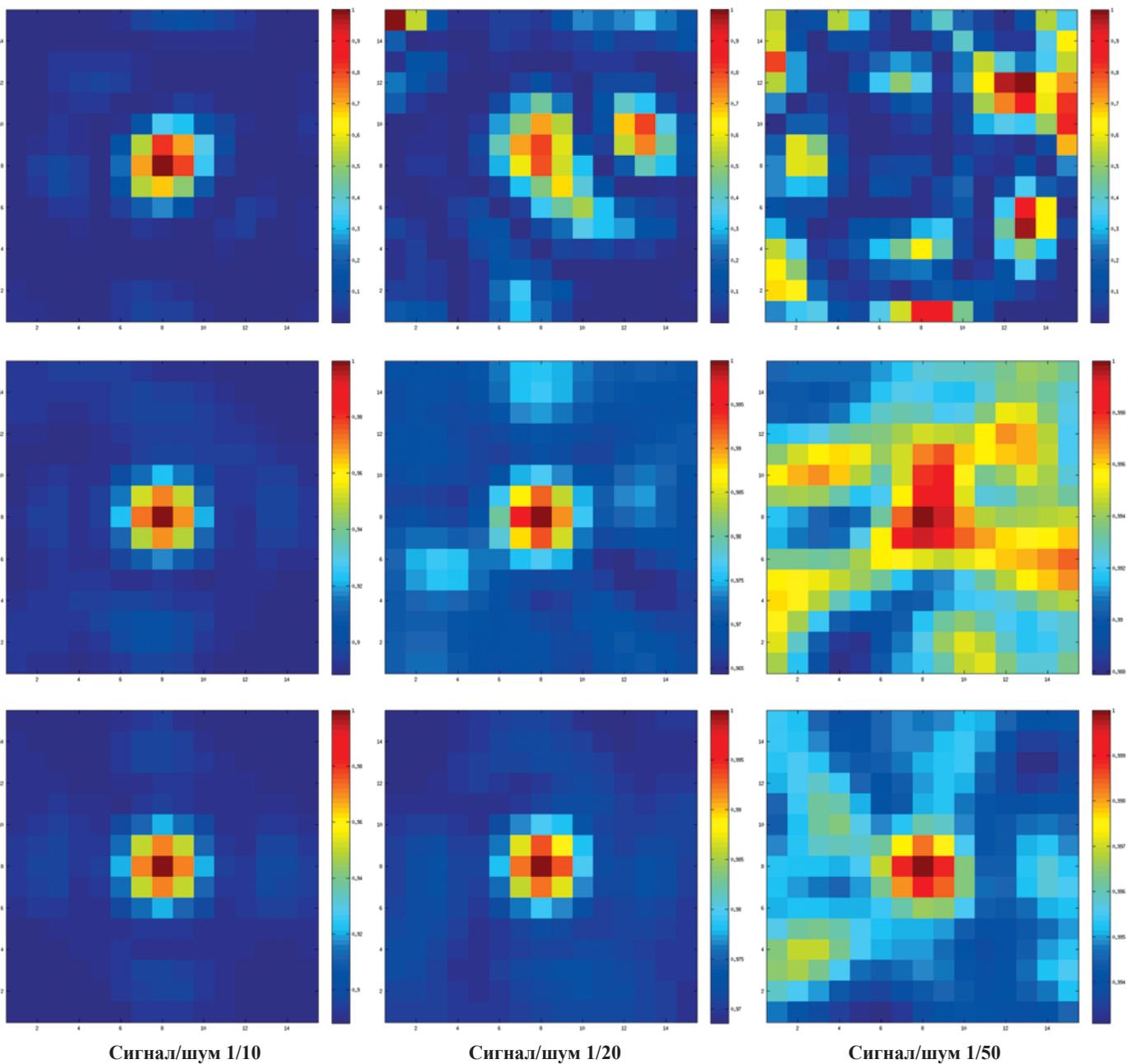


Рис. 5. Сопоставление метода максимума правдоподобия (верхний ряд) и метода Кейпона со временем накопления 15 минут (средний ряд) и 2.5 часа (нижний ряд) для различного уровня сигнал/шум

артефакты и при увеличении шума полезный сигнал не детектируется. Единственный способ улучшить помехоустойчивость метода максимума правдоподобия в

этом случае – увеличение количества датчиков. Метод Кейпона позволяет улучшить помехоустойчивость путем увеличения времени накопления.

Заключение

Проведенные эксперименты показали, что оба исследованных подхода не универсальны. Задачи выявления неповторяющихся событий, особенно в условиях высоких поверхностных шумов, например при мониторинге ГРП, более уверенно решаются методом максимума правдоподобия, который также позволяет рассчитать тензор сейсмического момента, что дает возможность выявить тип микросейсмического события и направление породившей его трещины.

Выявление зон повышенной трещиноватости, особенно когда известен целевой горизонт, и мониторинг зон заводнения и термического воздействия на пласт более уверенно решаются методами сверхразрешения типа метода Кейпона.

Наиболее сложные и актуальные задачи, такие как определение направления естественной трещиноватости, должны решаться комбинированным применением обоих методов.

Благодарности

Исследования и подготовка публикации проведены при поддержке грантов РФФИ №№ 18-47-160010 и 18-07-00964.

Литература

Aki K., Richards P.G. (1980). Quantitative seismology: Freeman and Co.
Anikiev D., Valenta J., Stanek F. and Eisner L. (2014). Joint location and source mechanism inversion of microseismic events: benchmarking on seismicity induced by hydraulic fracturing. *Geophys. J. Int.*, 198, pp. 249-258.

Biryaltsev E.V., Demidov D.E., Mokshin E.V. (2017). Determination of moment tensor and location of microseismic events under conditions of highly correlated noise based on the maximum likelihood method. *Geophysical prospecting*, pp. 1-17. DOI: 10.1111/1365-2478.12485.

Gajewski D., Anikiev D., Kashtan B., Tessmer E. & Vanelle C. (2007). Localization of seismic events by diffraction stacking, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 26(1), pp. 1287-1291.

Gajewski D. and Tessmer E. (2005). Reverse modelling for seismic event characterization. *Geophys. J. Int.*, 163(1), pp. 276-284.

Gharti H., Oye V., Kühn D. and Zhao P. (2011). Simultaneous microearthquake location and moment tensor estimation using time reversal imaging. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 319, pp. 1632-1637.

Kushnir A., Varypaev A., Dricker I., Rozhkov M. and Rozhkov N. (2014). Passive surface microseismic monitoring as a statistical problem: location of weak microseismic signals in the presence of strongly correlated noise. *Geophys. J. Int.*, 198(2), pp. 1186-1198.

Maxwell S.C. (2014). Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs. Distinguished Instructor Short Course No 17, Society of Exploration Geophysicists Tulsa Ok. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803164>

Сведения об авторах

Евгений Васильевич Биряльцев – канд. тех. наук, зам. генерального директора по науке и новым технологиям ЗАО «Градиент»
Россия, 420045, Казань, ул. Николая Ершова, 29

Марсель Робертович Камиллов – Ведущий инженер ЗАО «Градиент»
E-mail: m.kamilov@gradient-geo.com

Статья поступила в редакцию 02.07.2018;
Принята к публикации 25.07.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Method selection of microseismic studies depending on the problem being solved

E.V. Biryaltsev, M.R. Kamilov*

Gradient CJSC, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Marsel R. Kamilov, e-mail: m.kamilov@gradient-geo.com

Abstract. The article compares two methods of microseismic studies of the maximum likelihood method and the Keipon method for detecting the position of microseismic event when observed from the surface in the conditions of the developed deposit or by monitoring the hydraulic fracturing. The results of computational experiments for determining the accuracy of localization of model microseism in space, as well as for various noise levels, for various types of microseismic events and for the allocation of recurring events are presented. Based on the results of the experiments, the conclusion is drawn that the problems of identifying non-recurring events are more confidently solved by maximum likelihood methods, while for the detection of zones of increased fracturing, the method of Keipon is best suited.

Keywords: hydraulic fracturing monitoring, natural fracturing monitoring, microseismic events, maximum likelihood method, superresolution method, Keipon method, seismic moment tensor

Recommended citation: Biryaltsev E.V., Kamilov M.R. (2018). Method selection of microseismic studies depending on the problem being solved. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 217-221. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.217-221>

Acknowledgements. This work was supported by the Russian Foundation for Basic Research, grants Nos. 18-47-160010, 18-07-00964.

References

Aki K., Richards P.G. (1980). Quantitative seismology: Freeman and Co.
Anikiev D., Valenta J., Stanek F. and Eisner L. (2014). Joint location and source mechanism inversion of microseismic events: benchmarking on seismicity induced by hydraulic fracturing. *Geophys. J. Int.*, 198, pp. 249-258.

Biryaltsev E.V., Demidov D.E., Mokshin E.V. (2017). Determination of moment tensor and location of microseismic events under conditions of highly correlated noise based on the maximum likelihood method. *Geophysical prospecting*, pp. 1-17. DOI: 10.1111/1365-2478.12485.

Gajewski D., Anikiev D., Kashtan B., Tessmer E. & Vanelle C. (2007). Localization of seismic events by diffraction stacking, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 26(1), pp. 1287-1291.

Gajewski D. and Tessmer E. (2005). Reverse modelling for seismic event characterization. *Geophys. J. Int.*, 163(1), pp. 276-284.

Gharti H., Oye V., Kühn D. and Zhao P. (2011). Simultaneous microearthquake location and moment tensor estimation using time reversal imaging. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 319, pp. 1632-1637.

Kushnir A., Varypaev A., Dricker I., Rozhkov M. and Rozhkov N. (2014). Passive surface microseismic monitoring as a statistical problem: location of weak microseismic signals in the presence of strongly correlated noise. *Geophys. J. Int.*, 198(2), pp. 1186-1198.

Maxwell S.C. (2014). Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs. Distinguished Instructor Short Course No 17, Society of Exploration Geophysicists Tulsa Ok. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803164>

About the Authors

Evgeny V. Biryaltsev – PhD (Engineering) Deputy Director General for Science and New Technologies, Gradient CJSC
N.Ershov st., 29, Kazan, 420045, Russian Federation

Marcel R. Kamilov – Leading engineer, Gradient CJSC
N.Ershov st., 29, Kazan, 420045, Russian Federation

Manuscript received 02 July 2018;
Accepted 23 July 2018; Published 30 August 2018

Закономерности развития зон трещиноватости в породах осадочного чехла Западной Сибири по результатам применения технологии «OilRiver», ГИС горизонтальных скважин и данных гидроразрыва пласта

Е.Д. Глухманчук*, В.В. Крупицкий, А.В. Леонтьевский
ООО «Центр геологического моделирования», Ханты-Мансийск, Россия

В статье приведены результаты теоретических и экспериментальных работ, описывающие закономерности образования трещинно-блоковых структур в платформенных областях. Приведенные примеры картирования таких структур в Западной Сибири на основе использования технологии «OilRiver» в полной мере соответствуют этим закономерностям. Целевое разбуривание закартированных зон трещиноватости горизонтальными скважинами свидетельствует о точности картирования 30-50 метров. По данным ГИС к зонам трещиноватости в юрских и меловых породах приурочены зоны карбонатизации, в связи с чем при проведении гидроразрыва пласта в 2,3 раза повышается вероятность получения «СТОП».

Точность и полнота картирования зон трещиноватости по технологии «OilRiver» открывает возможность использования каналов фильтрации в целях повышения рентабельности нефтедобычи.

Ключевые слова: трещинно-блоковые структуры, каналы фильтрации, трещинно-кавернозный коллектор, горизонтальные скважины, карбонатизация, гидроразрыв пласта

Для цитирования: Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. (2018). Закономерности развития зон трещиноватости в породах осадочного чехла Западной Сибири по результатам применения технологии «OilRiver», ГИС горизонтальных скважин и данных ГПП. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 222-227. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.222-227>

В создании геологических моделей месторождений Западной Сибири больше внимания уделяется насыщению их литофациальными характеристиками, которые рассматриваются как основной фактор неоднородности природных резервуаров (Бастриков и др., 2012; Волостнов и др., 2011). Вместе с этим по результатам гидродинамических исследований (КВД скважин, трассерные исследования, гидропрослушивание скважин и т.п.) устанавливается, что в значительной степени в разрабатываемых пластах существуют внемоделльные высокопроницаемые протяженные каналы фильтрации, обусловленные трещиноватостью пород.

На ранних стадиях разработки этот фактор приводит к неравномерной выработке запасов, что не привлекает особого внимания разработчиков месторождений. Однако с началом заводнения, преждевременные высокоскоростные прорывы закачиваемой воды значительно осложняют создание фронта вытеснения нефти, что в итоге приводит к снижению КИН. Более того, по результатам комплексного анализа индикаторных исследований (около 20000 измерений) и коэффициента светопоглощения нефти в 23% всех измерений скорость движения воды в юрских и меловых коллекторах превышает 150 м/сут, что сопровождается резким падением скорости движения нефти (Саулей и др., 2010). В целом же более 40% измерений

фиксируют опережающее обводнение и прорывы воды, связанные с трещиноватостью пород.

Характерно то, что трещинная фильтрация проявляет себя не как рассеянный в пространстве фактор, а как сосредоточенные узкие каналы фильтрации, по которым происходят «кинжальные» прорывы воды. Чаще всего их формирование связывают с разрывом продуктивных пластов в результате закачки воды (Сурувец и др., 2015; Шпуров и др., 1997).

Локализация трещин в узкие протяженные зоны следует из закономерностей постадийного развития разрывных нарушений, которые на ранних этапах развития представляют собой зоны трещиноватости (Шерман, 1977). Для платформенных разрывов характерно образование сеток нарушений, тянущихся независимо от простираний слоев и складок в складчатом основании платформ (Гзовский, 1975). Моделирование трещинообразования в условиях, соответствующих деформациям пород осадочного чехла платформ, показывает образование систем трещин, образующих блоки четырехугольной формы (Рис. 1). При этом, в зависимости от мощности деформируемого слоя, размеры блоков устойчивы несмотря на дальнейшее увеличение деформаций (Ревуженко, 2000). Модальный характер распределения площадей блоков в массивах горных пород соответствует правилу «одинаковых площадей» (Рац, 1970). Таким образом, исходя из теоретических и экспериментальных данных в осадочном чехле Западной Сибири должна быть образована закономерная блоковая структура, образованная двумя системами разрывных нарушений.

* Ответственный автор: Евгений Дмитриевич Глухманчук
E-mail: geomodeling@mail.ru

© 2018 Коллектив авторов



Рис. 1. Образование блоковой структуры в условиях двухосного растяжения (Ревуженко, 2000)

Характеристика зон трещиноватости по результатам целевой обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D

В осадочном чехле Западной Сибири разрывные нарушения находятся в ранней стадии развития и представляют на 90-95% собой совокупность протяженных трещин, образующих зоны до 100 метров шириной. На этой стадии в связи с отсутствием признаков протяженного магистрального шва существенных вертикальных смещений блоков по ним не наблюдается, что препятствует их выявлению в результатах стандартной обработки сейсморазведочных данных. В этих условиях для их устойчивого картирования была разработана и применена целевая обработка и интерпретация сейсморазведочных данных в рамках технологии «OilRiver». Оригинальность технологии заключается в том, что информативными параметрами зон трещиноватости являются не абсолютные значения характеристик волнового поля, а неоднородность его структуры. Только в Западной Сибири по технологии изучена трещинно-блоковая структура более 40 эксплуатируемых месторождений и разведочных площадей. Накопленный объём промысловых и геофизических данных открывает возможность следующей обобщенной характеристики как самих зон трещиноватости, так и образуемых ими блоковых структур.

По результатам картирования трещинно-блоковых структур на основе применения технологии «OilRiver» выявлено преобладающее развитие одной генерации зон трещиноватости состоящей из двух систем (Глухманчук и др., 2016; Глухманчук и др., 2014). Вследствие этого в блоковой структуре месторождений преобладают блоки четырёхугольной формы с близким распределением площадей блоков (Рис. 2). Характерно также то, что размеры блоков (700-800 метров) составляют 1/2 мощности осадочного чехла на апт-сеноманское время активизации

тектонических деформаций. Эта характеристика блоковых структур обусловлена известной геомеханической зависимостью их размеров от глубины залегания компетентного слоя (в данном случае глубины залегания фундамента). В то же время редко, на отдельных месторождениях встречаются две генерации разрывных нарушений. Вторая генерация представлена дугообразными элементами, выгнутыми в восточном направлении. Максимальное их развитие отмечается на поднятиях. Элементы северо-западного и северо-восточного простирания менее деформированы, более протяженны и как правило ограничены субширотными элементами (Рис. 3). Субширотные элементы наиболее протяженные, с максимальным проявлением шовных признаков, в связи с чем часто сопровождаются вторичными непротяженными элементами.

В результате участия в формировании блоковой структуры двух генераций разрывных нарушений распределение площадей блоков существенно меняется (Рис. 2). Увеличение числа блоков наименьшей площади в этих условиях происходит за счёт образования блоков треугольной формы.

На прилагаемых рисунках прослеживается фрагментарная выраженность зон трещиноватости в структуре неоднородности волнового поля. Сопоставление с ГИС показало, что максимальные значения неоднородности приурочены к наиболее гидротермально проработанным, как правило, закарбонатизированным разломным узлам и участкам зон трещиноватости.

Характеристика зон трещиноватости по данным ГИС горизонтальных скважин

При таких размерах блоков большая часть горизонтальных скважин длиной горизонтального участка ствола до 1 км пересекает зоны трещиноватости. В результате средняя приведенная скорость прохождения индикатора к горизонтальным скважинам в 2,7 раза выше скорости прохождения индикатора к наклонно-направленным скважинам (Бахтияров и др., 2007). Скважины изучаются различными комплексами ГИС, с разной разрешенностью в плане характеристики зон трещиноватости. В данном случае рассматривались результаты стандартного каротажа, методов высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и FMI.

В меловых породах (пласты АС) в поровых коллекторах с высокими ФЕС по результатам ВИКИЗ и радиоактивного каротажа (РК) зоны трещиноватости характеризуются как интервал порового коллектора, в

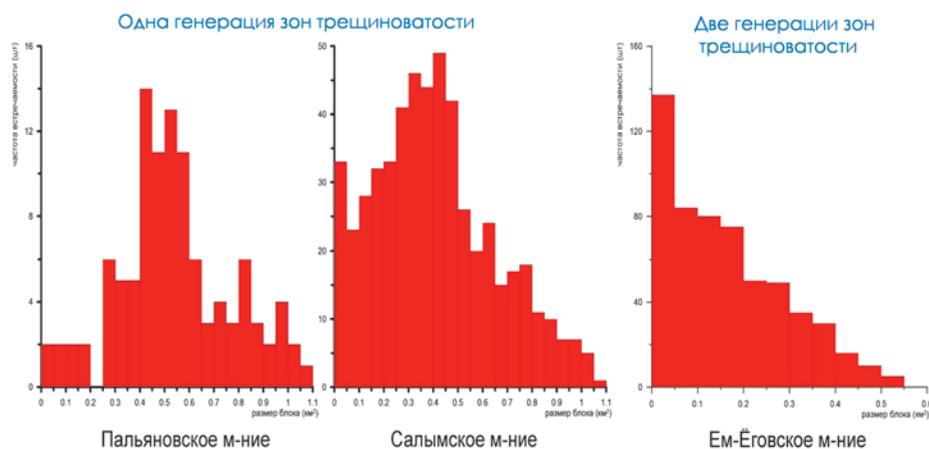


Рис. 2. Гистограммы распределения площадей блоков

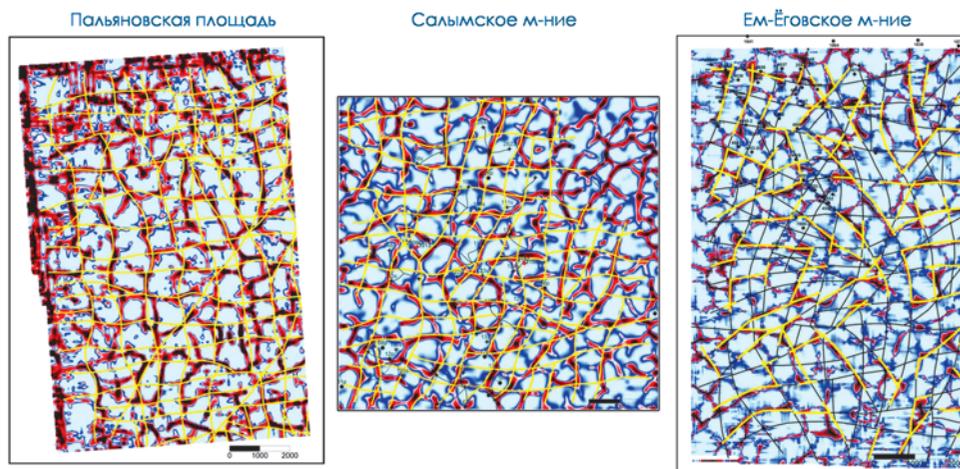


Рис. 3. Трещинно-блоковая структура месторождений соотношение с ней структуры неоднородности волнового поля

котором в данном случае отмечается 4 интервала карбонатизации на участке ствола длиной до 140 метров (Рис. 4). Уплотненность порового коллектора обусловлена его вторичной карбонатизацией, что в совокупности с наличием каналов фильтрации определяет зоны трещиноватости как потокоотклоняющие зоны.

В верхнеюрских породах (пласт Ю₀, баженовская свита) после проведения картирования трещинно-блоковой структуры месторождения были пробурены две горизонтальные скважины (Рис. 5). Первая, субширотная пробурена непосредственно по зоне трещиноватости и пересекла разломный узел. Запись стандартного и радиоактивного методов в ней характеризуется крайней неустойчивостью, что свидетельствует о многочисленных пересечениях скважиной карбонатных тел. Наиболее интенсивно этот эффект выражен при полном совпадении ствола скважины с зоной трещиноватости в разломном узле. При удалении скважины до 50 метров от зоны трещиноватости неустойчивость записи исчезает и она приобретает стандартный вид. Из этого можно заключить, что ширина зоны трещиноватости составляет в породах баженовской свиты до 50 метров.

Вторая горизонтальная скважина, пробуренная субмеридианально пересекла две зоны трещиноватости перпендикулярно. В записи стандартного каротажа зоны выражены как участки карбонатизации пород шириной 1,5-2 метра (Рис. 5). В записи высокоразрешающего каротажа FMI в зоне трещиноватости зафиксировано до 25 субвертикальных трещин, простирающие и положение которых полностью совпадает с простираем закартированной зоны трещиноватости. Приведенные примеры

характеризуют зоны трещиноватости в баженовской свите как гидротермально проработанные закарбонатизированные участки, точность картирования которых по технологии «OilRiver» составляет первые десятки метров.

При разбуривании горизонтальными скважинами ранее закартированных зон трещиноватости субперпендикулярно в породах тюменской свиты в материалах каротажа (радиоактивные методы, акустический и плотностной каротажи) зоны трещиноватости проявляют себя как интервалы, отороченные вертикальными карбонатными телами (Рис. 6). При этом наиболее интенсивная карбонатизация отмечается во фрагментах зоны с высокой неоднородностью структуры волнового поля в интервале залегания пластов тюменской свиты. Характерно и то, что к закартированным зонам трещиноватости приурочены газовые аномалии, что свидетельствует о поступлении по зонам в залежь легких углеводородов.

При разбуривании горизонтальной скважиной зоны трещиноватости повдоль, в плотных и даже глинистых отложениях тюменской свиты отмечается 5 интервалов поглощения бурового раствора. Интенсивность поглощений составляла 5-7 м³/час, что осложняло проходку скважины вдоль зоны трещиноватости, свидетельствуя о наличии открытых трещин. Интенсивная закарбонатизированность пород (шириной 10 метров) в этой скважине отмечается в разломном узле, к которому, также как и ранее, приурочена аномалия структуры неоднородности волнового поля, отмеченная на карте красным и черным цветом (Рис. 7). Таким образом, и в пластах тюменской свиты зоны трещиноватости представляют собой совокупность участков карбонатизации пород и открытой трещиноватости.

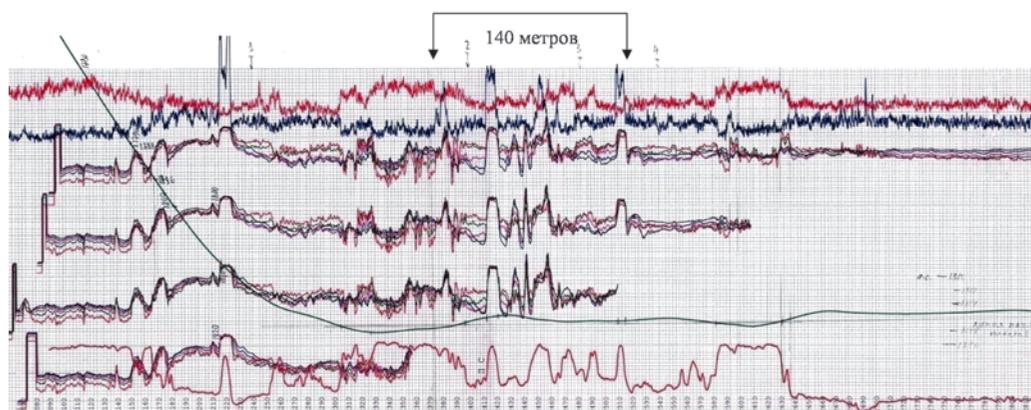


Рис. 4. Проявление зон трещиноватости в меловых отложениях (пласт AC) в данных каротажа горизонтальной скважины

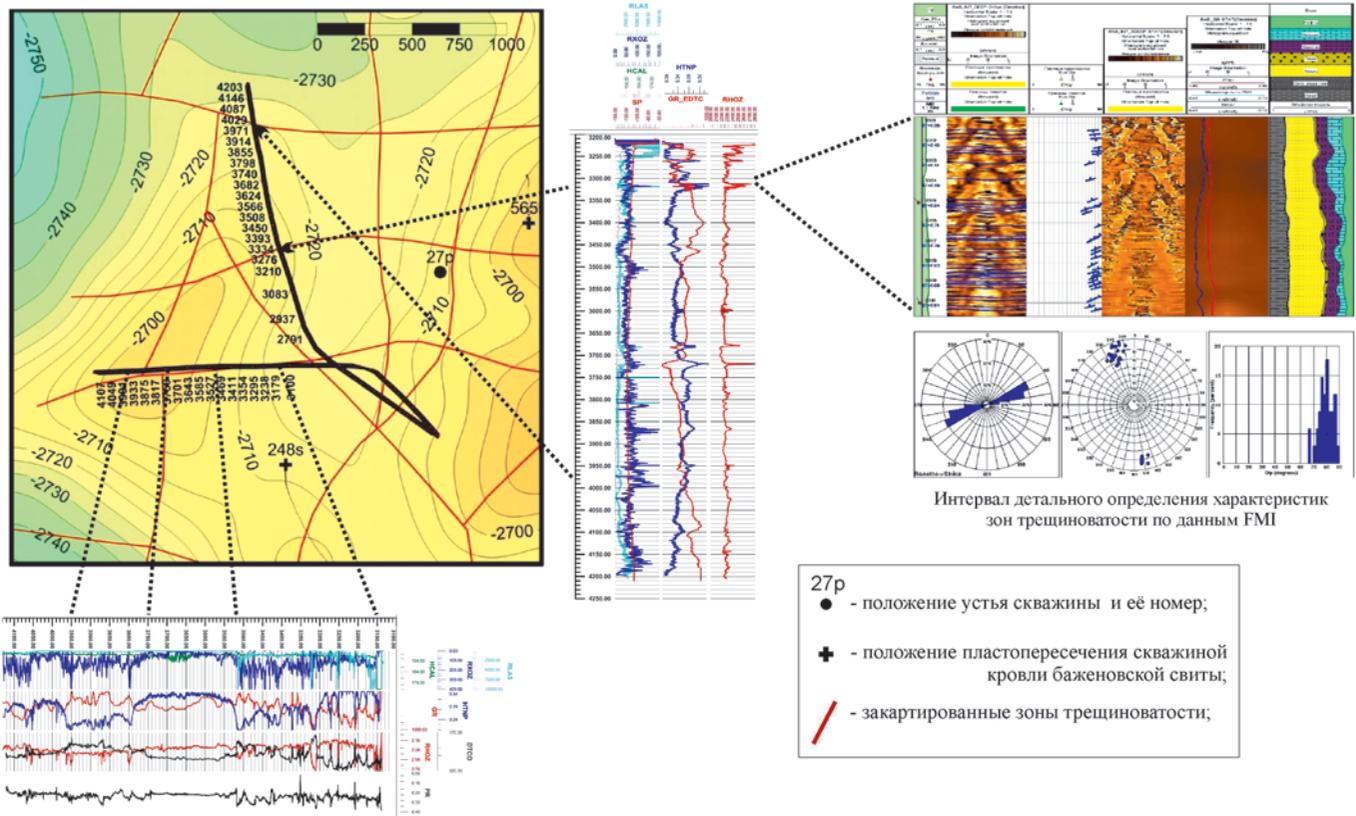


Рис. 5. Проявление зон трещиноватости в породах баженовской свиты по данным картожа горизонтальных скважин

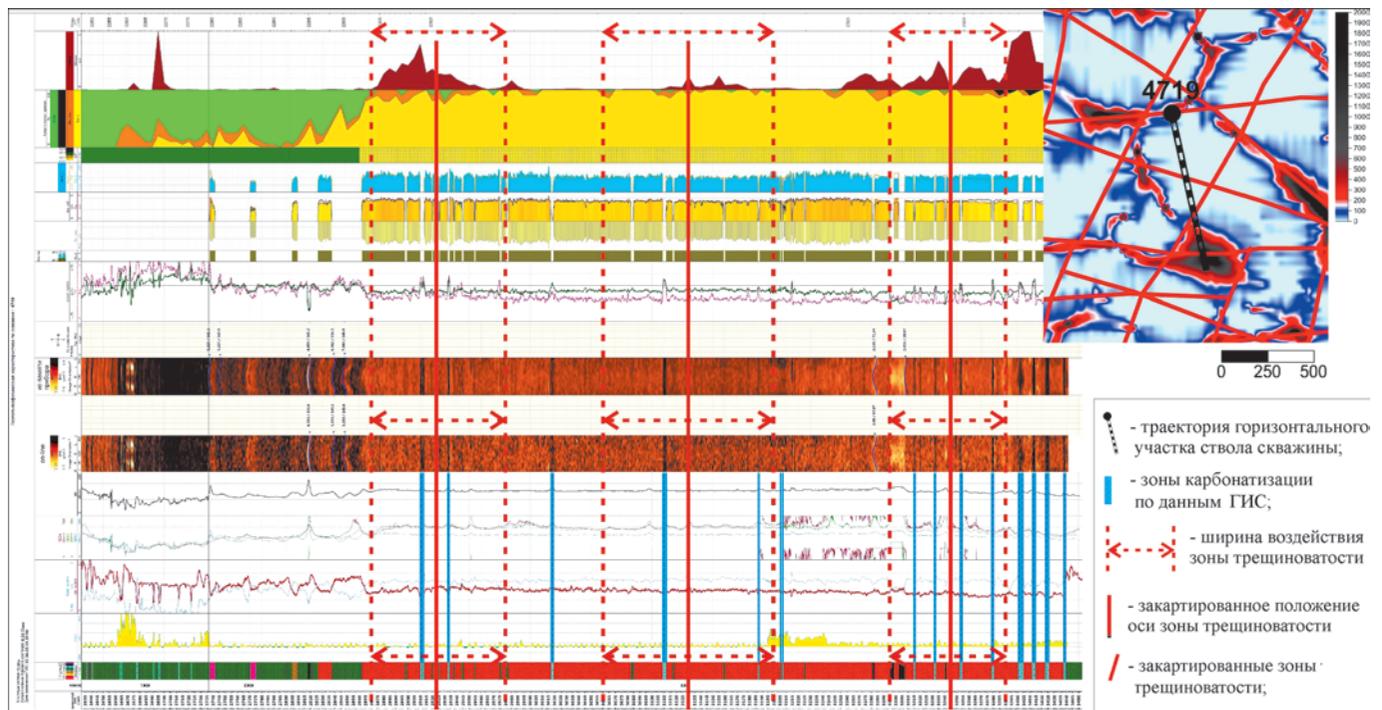


Рис. 6. Проявление зон трещиноватости в породах тюменской свиты по данным картожа горизонтальной скважины

Характеристика зон трещиноватости по результатам проведения ГРП в горизонтальных скважинах

Сопоставление результатов 153 ГРП в пластах тюменской свиты с закартированными зонами трещиноватости показало, что вероятность получения «СТОП» при ГРП на расстоянии до 50 метров от осей зон повышена в 2,3 раза с 12 до 27%. При этом низкие (менее 90 Атм) давления закрытия трещин ГРП на расстоянии до 100 метров от оси зон встречаются на 53% чаще, что обеспечивает

максимальную устойчивость дебитов. Средний дебит одного перфорированного (эффективного) метра коллектора в этих скважинах выше в 1,5 раза. В целом по результатам анализа особенностей проведения ГРП в зонах трещиноватости следует отметить упрочнение (карбонизацию) пород, препятствующее развитию техногенных трещин.

Выводы

На месторождениях центральной части Западной Сибири преобладает одна генерация зон трещиноватости,

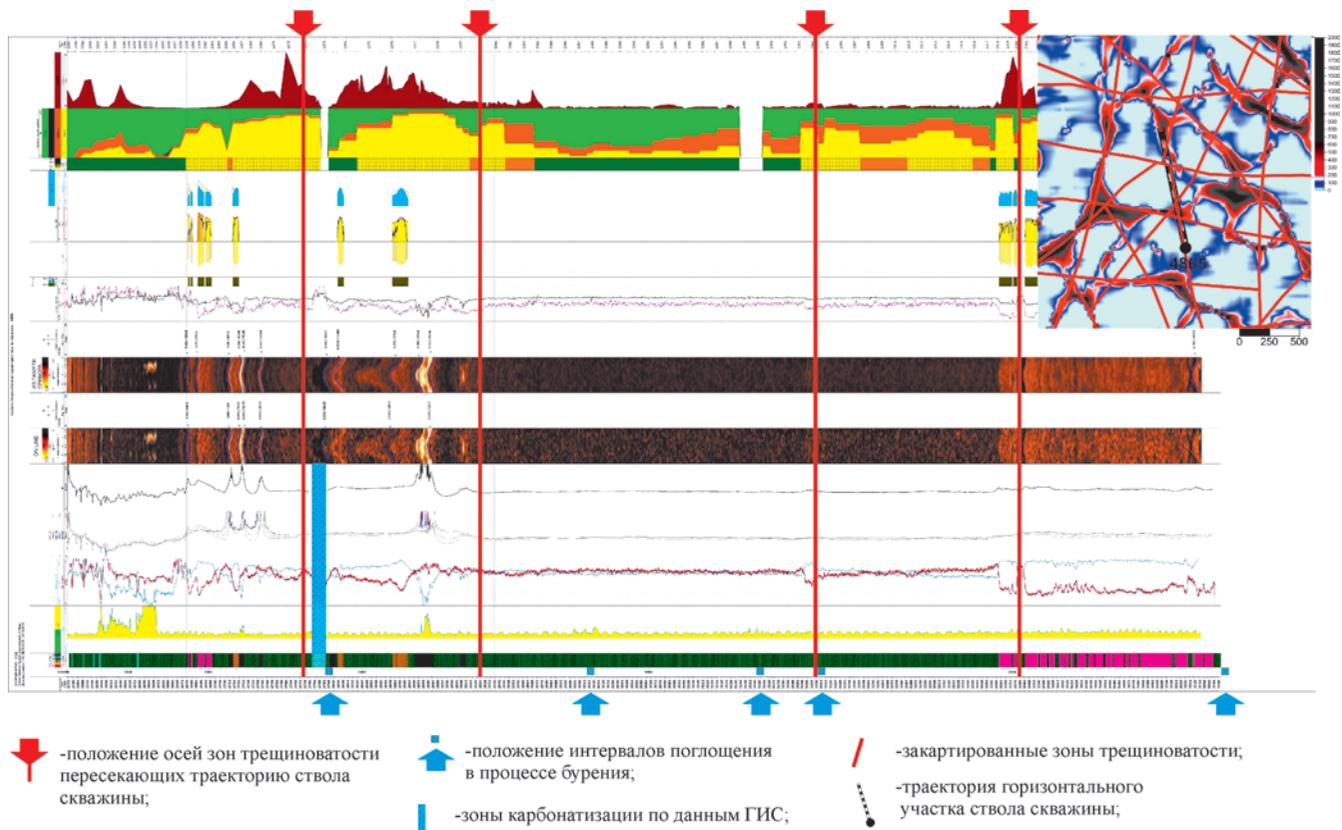


Рис. 7. Проявление зон трещиноватости в породах тюменской свиты по данным картожа горизонтальной скважины

состоящая из двух систем, формирующих четырехугольные блоки близких размеров. При проявлении второй генерации дополнительно образуются блоки треугольной формы, в связи с чем размеры блоков уменьшаются, модальность распределения их площадей исчезает.

Зоны трещиноватости в юрских и меловых породах имеют ширину до 100 метров, характеризуются частичной закарбонатизированностью трещин и вмещающих пород.

При проведении ГРП в пластах тюменской свиты в зонах трещиноватости повышена вероятность получения «СТОП», из чего следует то, что закарбонатизированные участки зон трещиноватости представляют собой упрочненную среду в которой формирование техногенных трещин существенно затруднено.

Техногенные трещины в зонах трещиноватости характеризуются в целом пониженными давлениями закрытия, что обеспечивает полуторакратное повышение средних удельных дебитов. Из этого следует, что основной причиной снижения дебитов техногенных трещин является их смыкание.

Сопоставление результатов разбуривания горизонтальных скважин, ранее закартированных по данным сейсморазведки 3D трещинно-блоковых структур, показывает расхождение в привязках зон трещиноватости не более 50 метров. Такая точность наряду с полнотой картирования создает надежную основу для эффективной выработки ТРИЗ с трещинным типом коллекторов и оптимизации ППД путем адаптированного к каналам фильтрации размещения добывающих и нагнетательных скважин. По результатам применения этого принципа в размещении более 30 добывающих скважин в трещинно-кавернозных коллекторах баженовской свиты и фундамента на ряде месторождений доказана возможность рентабельной добычи нефти наиболее сложных ТРИЗ.

Литература

- Бастриков С.Н., Толстолыткин И.П., Ярышев Г.М. (2012). Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи на месторождениях Ханты-Мансийского автономного округа-Югры. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 273-281.
- Бахтияров Г.А., Федотов А.С., Никитин А.Ю., Митрофанов А.Д. и др. (2007). Сравнительная оценка работы горизонтальных и наклонно-направленных скважин на основе индикаторных исследований (на примере пласта БВ8 Рославльского месторождения). *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 69-78.
- Волостнов В.А., Дулкарнаев М.Р., Маганова Ю.А. (2011). Зависимость эффективности ГРП от фациальной неоднородности пласта Ю, на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 451-460.
- Гзовский Н.В. (1975). Основы тектонофизики. Москва: Наука, 536 с.
- Глухманчук Е.Д., Леонтьевский А.В., Крупицкий В.В. (2016). Причина несоответствия геологических моделей месторождений результатам их разработки. *Геология нефти и газа*, 1, с. 45-51.
- Глухманчук Е.Д., Крупицкий В.В., Леонтьевский А.В. (2014). Трещинно-блоковая структура месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-гидродинамических моделей. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 60-65.
- Рац М.В. (1970). Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. Москва: Наука, 160 с.
- Ревуженко А.Ф. (2000). Механика упруго-пластических сред и нестандартный анализ. Новосибирск: Изд-во Новосиб. ун-та, 428 с.
- Саудей В.И., Мамяшев Т.В., Ахметова О.З., Макиенко В.В. (2010). Исследование характеристик дренирования разрабатываемых залежей и распределения флюидопотоков методами трассирующих индикаторов и изучения коэффициента светопоглощения нефти. *Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югра*. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, с. 408-423.
- Суровец И.В., Гришко Ф.В., Майнарденс Р. (2015). Комплексный подход к мониторингу системы ППД при наличии техногенных трещин. *Недропользование XXI век*, 6, с. 58-65.
- Шерман С.И. (1977). Физические закономерности развития разломов земной коры. Новосибирск: Наука, 110 с.

Шпуров И.В., Ручкин А.А., Мосунов А.Ю. (1997). Сравнительный анализ методов повышения нефтеотдачи пластов Самотлорского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 27-32.

Сведения об авторах

Евгений Дмитриевич Глухманчук – канд. геол.-мин. наук., генеральный директор, ООО «Центр геологического моделирования»

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, корп. 4

Владимир Владимирович Крупицкий – главный специалист, ООО «Центр геологического моделирования»

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, корп. 4

Андрей Валерьевич Леонтьевский – главный специалист ООО «Центр геологического моделирования»

Россия, 628012, Ханты-Мансийск, ул. Чехова, 16, корп. 4

Статья поступила в редакцию 27.06.2018;

Принята к публикации 20.07.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Regularities in the development of fracturing zones in rocks of the sedimentary cover of Western Siberia, based on the results of the application of the OilRiver technology, horizontal well logging and hydrofracturing data

E.D. Glukhmanchuk*, V.V. Krupitskiy, A.V. Leontievskiy

Center for Geological Modeling LLC, Khanty-Mansiysk, Russian Federation

*Corresponding author: Evgeny D. Glukhmanchuk, e-mail: geomodeling@mail.ru

Abstract. The article presents known results of theoretical and experimental works, describing the regularities of the formation of fractured-block structures in platform areas. The above examples of mapping such structures in Western Siberia on the basis of the use of the OilRiver technology fully correspond to these patterns. Target drilling of the mapped fractured zones by horizontal wells indicates a mapping accuracy of 30-50 meters. According to the logging, the zones of fracturing in the Jurassic and Cretaceous rocks are confined to the zones of carbonatization, and in connection with this, when the formation is fractured 2.3 times more it is likely to get «STOP». The accuracy and completeness of the fractured zones mapping using the OilRiver technology opens up the possibility of using filtration channels to improve the profitability of oil production.

Keywords: fractured-block structures, filtration channels, fractured-cavernous reservoir, horizontal wells, carbonatization, fracturing

Recommended citation: Glukhmanchuk E.D., Krupitskiy V.V., Leontievskiy A.V. (2018). Regularities in the development of fracturing zones in rocks of the sedimentary cover of Western Siberia, based on the results of the application of the OilRiver technology, horizontal well logging and hydrofracturing data. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 222-227. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.222-227>

References

- Bakhtiyarov G.A., Fedotov A.S., Nikitin A.Yu., Mitrofanov A.D. et al. (2007). Comparative evaluation of the operation of horizontal and directional wells on the basis of indicator studies (on the example of BV8 layer of the Roslavl field). *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 69-78. (In Russ.)
- Bastrikov S.N., Tolstolytkin I.P., Yaryshev G.M. (2012). Solution strategy of increasing oil recovery at the fields of Khanty-Mansiysk Autonomous District-Yugra. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 273-281. (In Russ.)
- Glukhmanchuk E.D., Leontievskiy A.V., Krupitskiy V.V. (2016). The reason for discrepancy between geological models of fields and fields production results. *Geologiya nefi i gaza = The geology of oil and gas*, 1, pp. 45-51. (In Russ.)
- Glukhmanchuk E.D., Krupitskiy V.V., Leontievskiy A.V. (2014). Fracture-block structure of fields as the main reason for the low efficiency of geological and hydrodynamic models. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 60-65. (In Russ.)
- Gzovskiy N.V. (1975). Fundamentals of tectonophysics. Moscow: Nauka, 536 p. (In Russ.)

Rats M.V. (1970). Fracture and properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 160 p. (In Russ.)

Revuzhenko A.F. (2000). Mechanics of Elastic-Plastic Media and Non-Standard Analysis. Novosibirsk: Novosib. University Publ., 428 p. (In Russ.)

Sauley V.I., Mamyashev T.V., Akhmetova O.Z., Makienko V.V. (2010). Study of drainage characteristics of the developed reservoirs and distribution of fluid flows using tracer indicators and study the coefficient of light absorption of oil. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAO-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 408-423. (In Russ.)

Sherman S.I. (1977). Physical patterns of faults development of the Earth's crust. Novosibirsk: Nauka, 110 p. (In Russ.)

Shpurov I.V., Ruchkin A.A., Mosunov A.Yu. (1997). Comparative analysis of stimulation methods in the Samotlor field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 10, pp. 27-32. (In Russ.)

Surovets I.V., Grishko F.V., Mijnaerends R. (2015). Integrative approach to waterflood management with induced fracturing regime. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 6, pp. 58-65. (In Russ.)

Volostnov V.A., Dulkarnaev M.R., Maganova Yu.A. (2011). Dependence of the hydraulic fracturing efficiency on the facial heterogeneity of the Yu1 reservoir at the Kogalymneftegaz TPP fields. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 451-460. (In Russ.)

Volostnov V.A., Dulkarnaev M.R., Maganova Yu.A. (2011). Dependence of the hydraulic fracturing efficiency on the facial heterogeneity of the Yu1 reservoir at the Kogalymneftegaz TPP fields. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KhMAO-Yugra* [Ways of realization of oil and gas and ore potential of KhMAD-Ugra]. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, pp. 451-460. (In Russ.)

About the Authors

Evgeny D. Glukhmanchuk – PhD (Geology and Mineralogy), Director General, Center for Geological Modeling LLC

Chekhov st., 16, build. 4, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Vladimir V. Krupitskiy – Chief Researcher, Center for Geological Modeling LLC

Chekhov st., 16, build. 4, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Andrei V. Leontievskiy – Chief Researcher, Center for Geological Modeling LLC

Chekhov st., 16, build. 4, Khanty-Mansiysk, 628012, Russian Federation

Manuscript received 27 June 2018;

Accepted 20 July 2018;

Published 30 August 2018

Метод построения дифракционных изображений трещинно-кавернозных зон на основе многомерной спектральной фильтрации и новые возможности изучения свойств геологических сред на основе анализа многомерных сейсмических данных общей точки изображения

Е.В. Анохина*, Г.Н. Ерохин

НИИ прикладной информатики и математической геофизики, Балтийский Федеральный Университет им. И. Канта, Калининград, Россия

В статье описаны результаты применения оригинальных методов обработки сейсмических данных: Common Scattering Point Dip (CSPD) и Vector Pair Reverse Time Migration (VPRTM). На конкретных примерах показано, что метод CSPD позволяет эффективно решать широкий круг задач на различных этапах геологоразведочных работ: поиск трещинно-кавернозных коллекторов, выделение залеченных разломов, оконтуривание гранитной интрузии, выявление опасных для бурения зон и геонавигация горизонтального бурения. Метод VPRTM эффективен не только для обнаружения слабых дифракторов, но и является перспективным для одновременного проведения точного анализа в различных процедурах.

Ключевые слова: обработка, рассеянные волны, дифракторы, векторные пары, трещиноватость

Для цитирования: Анохина Е.В., Ерохин Г.Н. (2018). Метод построения дифракционных изображений трещинно-кавернозных зон на основе многомерной спектральной фильтрации и новые возможности изучения свойств геологических сред на основе анализа многомерных сейсмических данных общей точки изображения. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 228-237. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.228-237>

Трещинные коллектора содержат более половины мировых запасов углеводородов, значительное количество углеводородов находится в низкопористых карбонатных породах. Резервуары в таких породах в основном приурочены к зонам трещиноватости, главным источником которой являются тектонические нарушения. Зачастую именно через разрывные нарушения происходит миграция углеводородов в ловушки и их аккумуляция. Благодаря хорошим фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), такие зоны обеспечивают высокие дебиты в скважинах. Разломная тектоника определяет структуру, уровень емкостных характеристик и степень насыщения трещинного пространства.

Залежи в резервуарах с трещинным типом коллектора относятся к сложно построенным. Эффективность поиска традиционными методами таких залежей гораздо ниже, чем залежей с традиционными коллекторами порового типа. В России активно развивается направление сейсморазведки, направленное на выделение зон повышенной трещиноватости по рассеянным сейсмическим волнам. Транснациональные сервисные нефтяные компании также активно ведут научно-исследовательские работы по тематике, связанной с использованием рассеянных волн.

Пределы возможностей применяемого нами оригинального метода престоковой обработки многоканальных сейсмических записей МОГТ – Common Scattering Point Dip (CSPD) – определяются высоким качеством разделения полного волнового поля на отраженную и рассеянную

компоненты и качеством обрабатываемых данных. Метод прошел проверку на синтетических и полевых материалах и показал свою эффективность. В рамках верификации метода было обработано свыше 20 тысяч погонных километров сейсмических профилей и более 6 тысяч кв. километров сейсморазведочных данных 3D на 50 месторождениях. Исследуемые площади расположены во многих нефтегазоносных провинциях мира и в различных геологических условиях. Это Западно-Сибирская, Лено-Тунгусская и Волго-Уральская нефтегазоносные провинции, а также отдельные площади и профили в Польше, Казахстане, Китае, на Баренцевоморском, Бразильском и Антарктическом шельфах. Геологические объекты, изученные методом CSPD:

- трещинные коллекторы в глинистых породах баженской и абалакской свит;
- доюрский комплекс Западной Сибири: трещинно-кавернозные коллектора в магматических породах триаса, карбонатных породах девона, коры выветривания пород фундамента;
- карбонатные кембрийские и венд-рифейские отложения Восточной Сибири;
- девонские рифы Волго-Уральской НГП;
- карбонатные, вулканогенно-карбонатные породы, магматические породы прикаспийской провинции;
- вулканогенно-терригенные породы триаса (Китай, Латинская Америка).

Проиллюстрируем связь индекса рассеяния, получаемого по методу CSPD, с продуктивностью резервуара в горизонтальных скважинах, путем сравнения данных газового каротажа, проведенного при бурении горизонтальных скважин с амплитудами рассеянных волн (дифракторов) в

* Ответственный автор: Анохина Екатерина Валерьевна
E-mail: eanokhina@kantiana.ru

прискважинной зоне в границах продуктивного горизонта.

Данные газового каротажа используются для выделения в разрезе скважины интервалов, перспективных на нефть и газ, и для оценки характера насыщения пластов. Для интерпретации данных газового каротажа (TG) необходима информация о некоторых технологических параметрах процесса бурения. Поэтому одновременно с газовым каротажем проводят каротаж механический – регистрацию механической скорости проходки (ROP). Одним из параметров, влияющих в том числе на скорость бурения, является трещиноватость. Информацию о ее наличии можно получить из данных интерпретации поля рассеянных волн. Учет этих зон позволит корректировать планируемую траекторию скважины еще до начала бурения, а также избежать осложнений и аварий при бурении (Анохина, Жегалина и др., 2017). Выборка данных представляет собой значения амплитуд рассеянных волн на горизонтальном участке скважин, зарегистрированных непосредственно вдоль ствола и в прискважинной зоне, где значения суммированы в объемах диаметром 25 м, 75 м, 125 м, 175 м (т.н. «трубы»).

По имеющимся данным были построены зависимости средних значений TG/ROP от средних значений дифракторов. Для каждого ряда данных была нанесена линия тренда и величина достоверности аппроксимации (R^2) данных (Рис. 1). Все значения величин достоверности аппроксимации (R^2) со всех построенных зависимостей были вынесены в таблицы, и по этим данным был построен график зависимости R^2 от диаметра объема усреднения (Рис. 2). По горизонтальной оси отложен диаметр «трубы», по вертикальной оси отложены значения величин R^2 .

Физический смысл заключается в попытке найти «зону питания» горизонтального участка ствола скважин. Как видно на графике (Рис. 2), значения R^2 вначале плавно нарастают при увеличении диаметра «трубы», из которой получены данные средних значений дифракторов, достигают максимума для «труб» диаметром 75-125 метров, и начинают снижаться.

То есть основные аномальные значения рассеянных волн, появление которых мы связываем с наличием трещинного коллектора, находятся в этой зоне. Исходя из этого, можно предположить, что основное количество продукта скважина берет из зоны диаметром 150 метров. Но при бурении горизонтальных стволов на показания газового каротажа и механическую скорость проходки влияют не только физические свойства пород (в первую

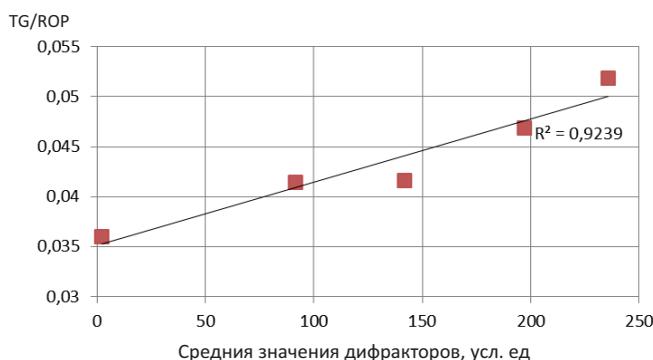


Рис. 1. Зависимость средних значений TG/ROP, от средних значений дифракторов в диаметре 125 метров от ствола скважины

очередь пористость и трещиноватость) и их литология, но также технология проводки скважины. Попытка связать изменение TG и ROP только с технологическими или только с геологическим причинам может привести к ошибочной интерпретации результатов механического каротажа.

Привлечение дополнительной информации в виде результатов интерпретации поля рассеянных волн, выделяющих зоны трещиноватости, позволяет уменьшить неопределенность, связанную с геологическим фактором. Эти данные имеют чрезвычайно важное значение при проектировании скважины, выборе ее конструкции, позволяют производить бурение в оптимальном технологическом режиме, избегать аварийных ситуаций (Erokhin et al., 2016).

Задачи, решаемые с помощью CSPD:

- поиск трещинно-кавернозных коллекторов;
- оконтуривание гранитной интрузии;
- выделение залеченных разломов и разломов с открытой трещиноватостью;
- выявление опасных для бурения зон;
- геонавигация горизонтального бурения.

Приведем несколько примеров **поиска трещинно-кавернозных коллекторов**. Прогноз зон распространения коллекторов трещинного и кавернозного типа по рассеянным волнам основан на следующих принципах:

- Формирование рассеянных сейсмических волн с высокими значениями амплитуд происходит в зонах, где сосредоточено значительное количество открытых трещин и каверн, заполненных флюидом. Чем меньше в объеме пород открытых трещин и каверн, тем ниже значения амплитуд поля рассеянных волн.

- Насыщение трещин практически не влияет на значения амплитуд рассеянных волн, поэтому нет возможности выявлять тип флюида, заполняющего трещины.

- Коллекторы порового типа имеют низкие, близкие к фоновым, значения амплитуд рассеянных волн. Поэтому при наличии в изучаемом продуктивном интервале (пласте) коллекторов порового и трещинного типа, на разрезах и картах рассеянных волн выявляются только зоны повышенной трещиноватости, а не пористости.

На первоначальном этапе интерпретации, исходя из материалов бурения скважин, определяются интервалы, в которых осложнения связаны с зонами трещиноватости. Далее устанавливается соответствие между наличием в скважине зон трещиноватости и проявлением на картах и разрезах куба рассеянных волн амплитудных аномалий. Затем подобные места изучаются в других местах

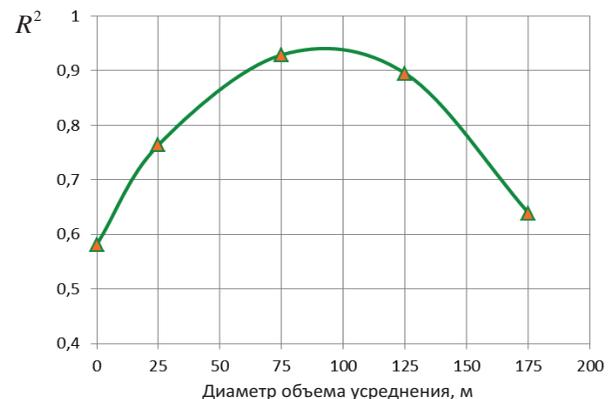


Рис. 2. Графики зависимости средних значений TG/ROP от диаметра объема усреднения

площади, и выдается прогноз распространения зон, интерпретируемых как зоны наличия трещиноватости.

На рисунке 3 приведены разрезы отраженных (слева) и рассеянных (справа) волн, полученные в результате специализированной обработки данных на одном из месторождений Западной Сибири. По разрезу отраженных волн нельзя сделать каких-либо выводов о наличии зон трещиноватости. Привлекая рассеянную компоненту волнового поля, можно однозначно указать места, которые за счет вскрытия трещинного коллектора обеспечат высокие дебиты в скважинах. На этом и последующих рисунках синий цвет соответствует низким значениям амплитуд рассеянных волн и отсутствию трещиноватости и кавернозности, а красный и желтый – высоким, соответствующим зонам трещиноватости и кавернозности.

Подтверждение прогноза по методу CSPD бурением проиллюстрируем на примере нефтяного месторождения в Республике Казахстан. Основной нефтеносный объект – среднетриасовые отложения, в которых выделяют две пачки: вулканогенно-доломитовая и вулканогенно-известняковая, к ним приурочены продуктивные горизонты Т2б и Т2а, соответственно. Коллекторы в обеих пачках сложнопостроенные трещинно-кавернозные и порово-кавернозные, распространены по площади мозаично и не подчиняются структурному фактору (Киричек и др., 2013).

Для прогноза зон развития трещинно-кавернозных коллекторов в триасовых отложениях были построены и проанализированы карты суммарных значений амплитуд рассеянных волн во временных интервалах, соответствующих продуктивным горизонтам (Рис. 4).

После проведения работ на месторождении была пробурена скважина 15, вскрывшая выделенный резервуар с трещинным коллектором в продуктивных горизонтах, приток нефти составил 124 м³/сут (Рис. 5).

Подтверждение выполненного прогноза, основой которого являются рассеянные волны, полученные по

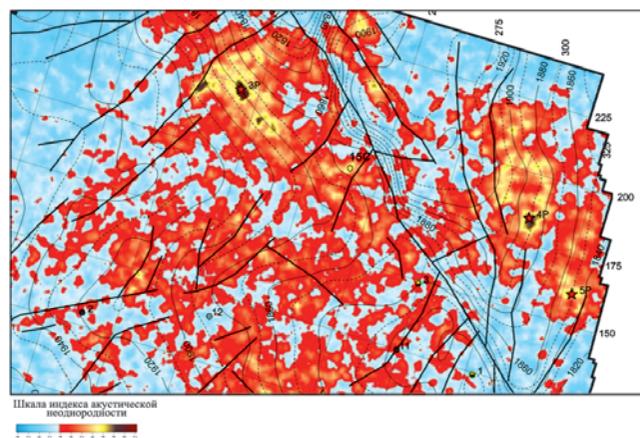


Рис. 4. Карта суммарных амплитуд рассеянных волн горизонта Т2б

технологии CSPD, позволяет рекомендовать данную технологию для картирования нетрадиционных сложнопостроенных коллекторов трещинного типа.

Оконтуривание гранитной интрузии

Объектом исследования было выбрано месторождение Оймаша, расположенное на территории Республики Казахстан. Основная нефтеносность месторождения связана с отложениями среднего триаса и с гранитной интрузией.

Нефтенасыщенной в гранитной интрузии является приподнятая часть тела гранитного массива, непосредственно выходящая на дневную поверхность, где получили основное развитие выветрелые граниты, находящиеся на различной глубине от поверхности гранитного массива, что подтверждено результатами опробования и испытания скважин. Коллекторы характеризуются высокой неоднородностью и резкой изменчивостью по площади и разрезу, поэтому пластовый резервуар имеет сложные контуры.

Данное месторождение было определено в качестве

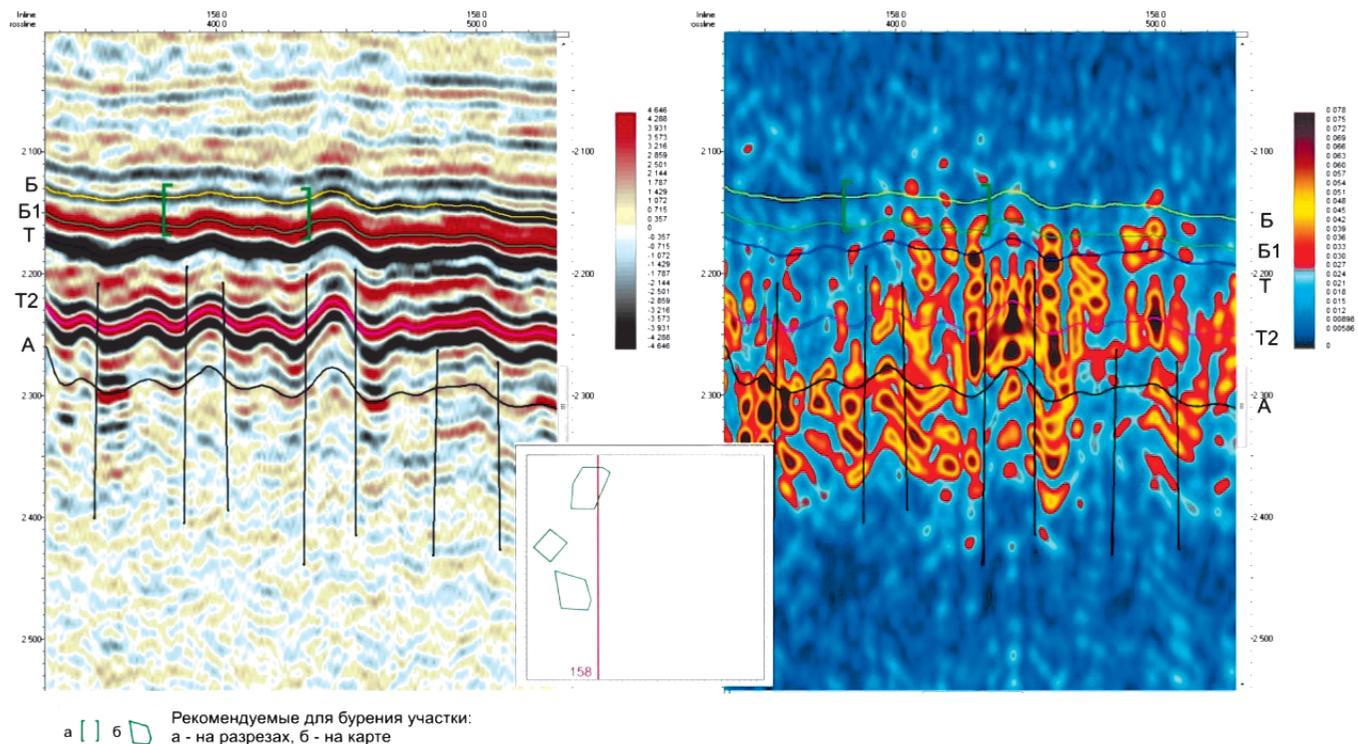


Рис. 3. Разрезы отраженных и рассеянных волн, полученные в результате специализированной обработки данных

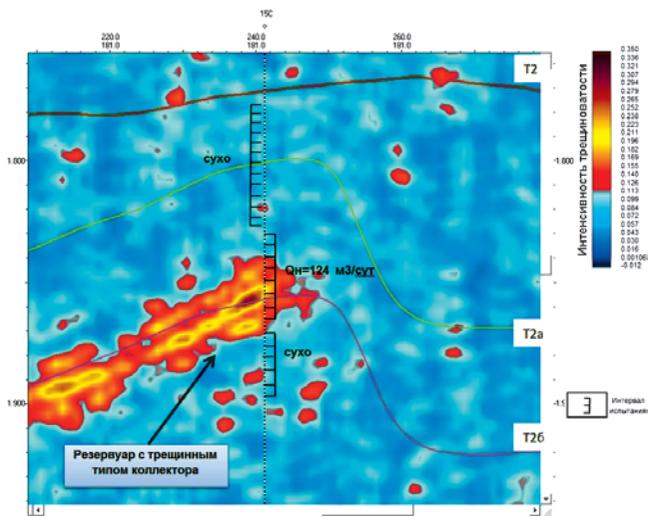


Рис. 5. Фрагмент временного разреза рассеянных волн через скважину №15

полигона для комплексного изучения недр геологическими и геофизическими методами. Были проведены детальные сейсморазведочные, высокоточные гравиметрические и магнитометрические работы, но несмотря на такой большой объем проведенных работ, данных о строении резервуара в гранитной интрузии получено не было. Был выделен только перспективный блок в северо-восточной части гранитной интрузии. В связи с этим было принято решение применить метод CSPD, базирующийся на работе с рассеянными волнами.

Благодаря методу удалось не только закартировать кровлю гранитной интрузии, не видимую в отраженных волнах (Рис. 6), но и по результатам интерпретации

выделить зоны разной перспективности в интервале залегания резервуара гранитной интрузии с трещинно-кавернозным типом коллектора, вмещающего залежь нефти.

Анализируя изменение интенсивности поля рассеянных волн по разрезу (Рис. 7) в интервале залегания гранитной интрузии необходимо отметить, что интенсивность поля резко падает с глубиной, что может свидетельствовать об ухудшении коллекторских свойств. Все данные бурения, результаты испытания скважин и исследования керна свидетельствуют о том, что интервал пород, обладающих удовлетворительными коллекторскими свойствами, составляет не более 100-150 метров (Анохина и др., 2014).

Выделение залеченных разломов и разломов с открытой трещиноватостью

Разломы – основные источники трещиноватости, поэтому принципиально важно составить максимально полную картину разломной тектоники изучаемого месторождения. Получить ее можно путем совместной интерпретации куба рефлекторов, куба дифракторов и кубов мгновенных динамических и геометрических атрибутов. Глубинные разломы и зоны растяжения формируют проводящие каналы – пути миграции и поступления углеводородов в ранее сформированные ловушки (Анохина, Демидова и др., 2017). Проявление разломов в поле рассеянных волн связано с приуроченными к таким областям зонами трещиноватости. Разделение разломов на проводящие и залеченные является важной задачей, решить которую по данным отраженных волн, без привлечения рассеянной компоненты, довольно сложно.

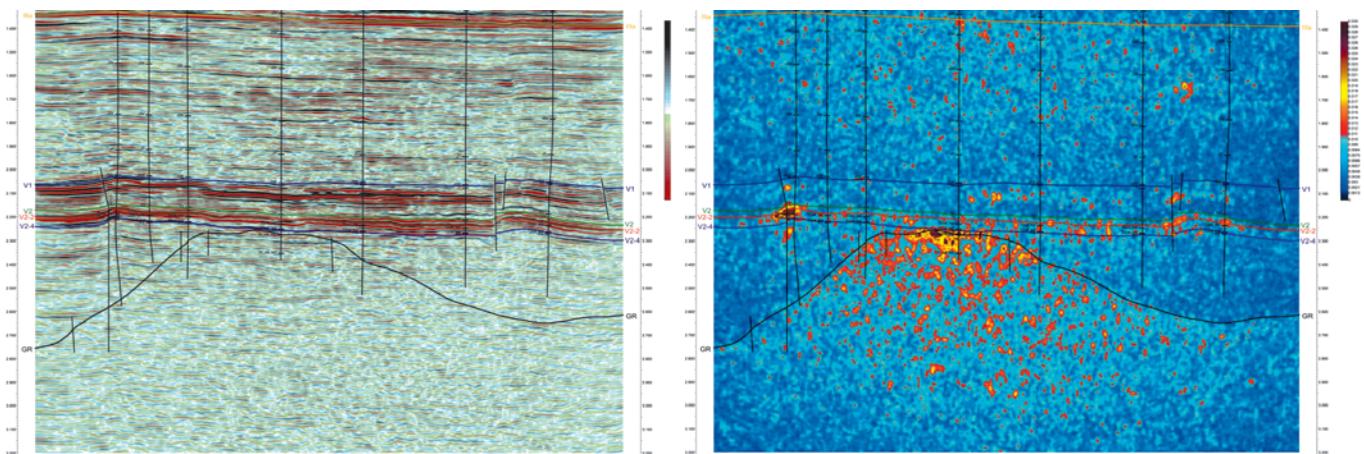


Рис. 6. Разрезы отраженных и рассеянных волн, полученные в результате специализированной обработки данных

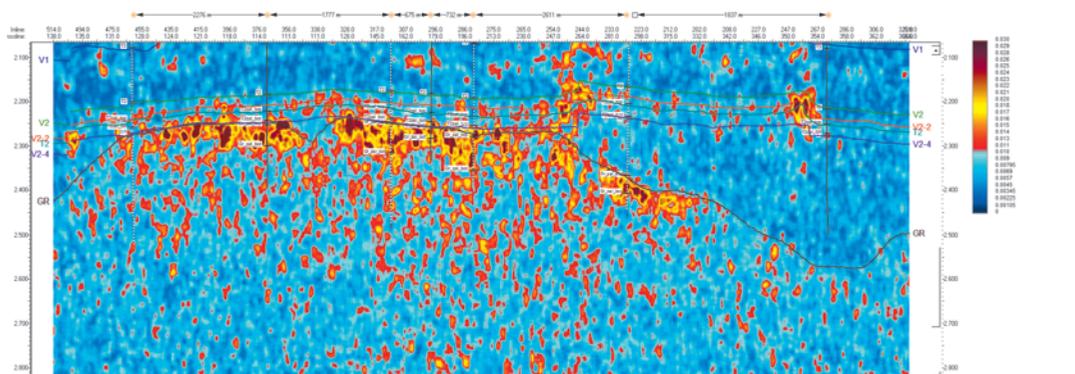


Рис. 7. Временной разрез рассеянных волн через скважины. Выделение залеченных разломов и разломов с открытой трещиноватостью

На месторождении Yuxi, расположенном на северо-востоке Китая, была проведена специализированная обработка данных сейсморазведки. По результатам работ появилась возможность разделить закартированные разломы на проницаемые и залеченные (Рис. 8). По разрезу отраженных волн (Рис. 8, слева) невозможно понять, какие из разломов будут проводящими. И лишь привлекая рассеянную компоненту (Рис. 8, справа) можно увидеть, что разломы в западной части месторождения залечены (Рис. 9), и не стоит ожидать там хороших дебетов в скважинах.

Так как разломы являются основными источниками трещиноватости, то принципиально важно составить максимально полную картину разломной тектоники изучаемого месторождения, получить которую можно путем совместной интерпретации куба рефлекторов и куба дифракторов. Помимо этого, такая интерпретация позволяет разделять разломы на флюидопроницаемые и флюидонепроницаемые, а также появляется возможность картирования проницаемых разломов без вертикальных смещений, выделение которых на разрезах отраженных волн вызывает большие сомнения.

Выявление опасных для бурения зон

Приведем пример подобных работ, выполненных на месторождении в восточной части Ангаро-Ленской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной

провинции. К основным перспективным нефтегазоносным объектам в этом районе относятся песчаные горизонты под-солевого терригенного комплекса, опыт разведки которых в исследуемом районе показывает, что бурение поисковых и разведочных скважин в мощных солевых толщах над залежами нефти и газа нередко осложняется и даже становится невозможным из-за наличия рапопроявлений.

На площади исследований пробурены 5 глубоких скважин. Бурение скважин А и В остановлено в верхах усольской свиты нижнекембрийских отложений. Скважины законсервированы в связи с аварией, связанной с притоком соленосного раствора (рапы) в интервале христоворского и балыхтинского горизонтов. Осложнения при бурении возникали и в вышележащих интервалах геологического разреза (бильчирский горизонт) в скважинах D и А. Скважины D, F и G вскрыли продуктивный интервал вендских отложений на глубине более 2000 м.

В процессе интерпретации по всей площади были прокоррелированы и увязаны основные отражающие горизонты, привязка которых осуществлена по данным ВСП и ГИС скважин, расположенных на площади исследований и в непосредственной близости к ней (Рис. 10).

Прогноз по рассеянным волнам распространения зон, которые могут представлять опасность при проходке из-за наличия трещиноватости и появления различных осложнений, связанных с наличием зон аномально-высоких

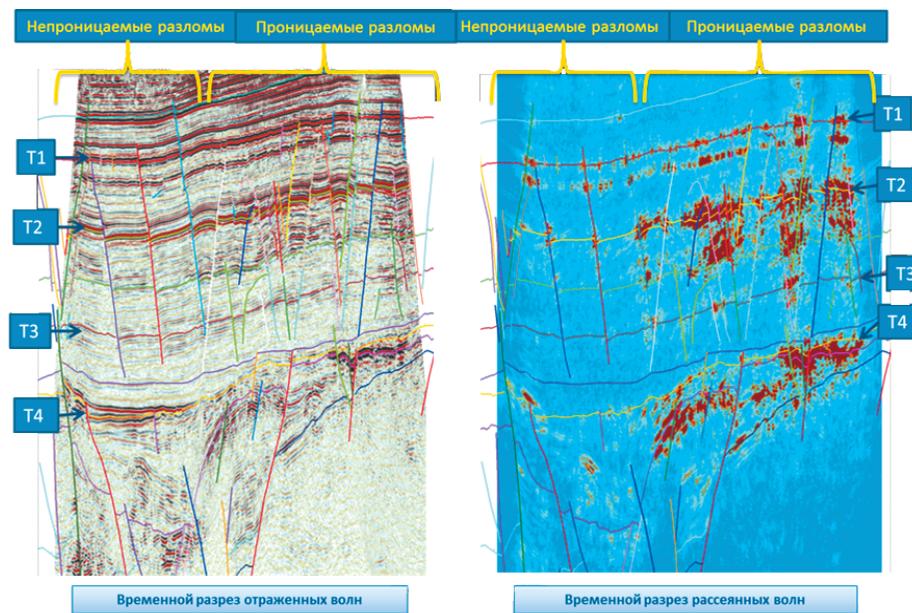


Рис. 8. Разрезы отраженных и рассеянных волн, полученные в результате специализированной обработки данных

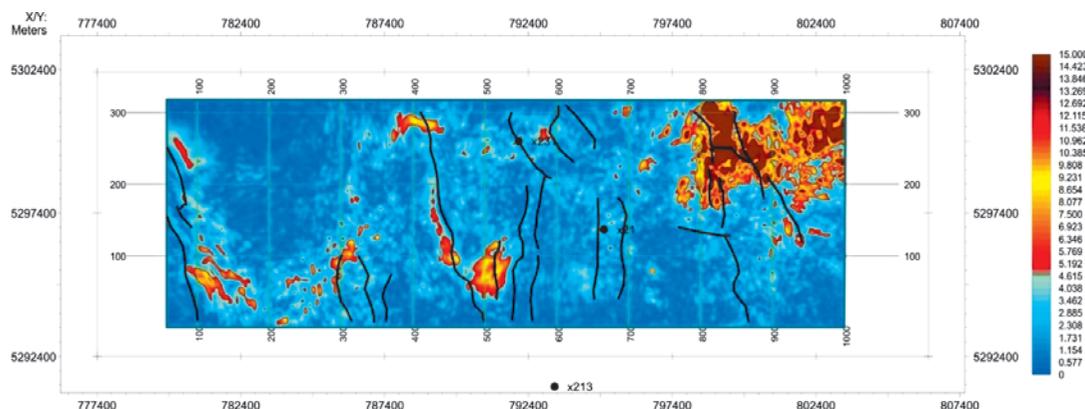


Рис. 9. Карта суммарных амплитуд рассеянных волн горизонта T3

пластовых давлений (АВПД), основан на тех же принципах, что и прогноз зон распространения коллекторов трещинного и кавернозного типа.

В качестве примера приведем результирующую карту суммарных амплитуд рассеянных волн в интервале бильчирского горизонта, перекрывающего продуктивный интервал (Рис. 11). На карту вынесены скважины, в которых были отмечены рапо- или газопроявления, обусловленные АВПД. Выделенные на карте аномалии амплитуд рассеянных волн можно отождествить с зонами распространения трещинно-кавернозного коллектора в доломитах. Заполнение коллектора может быть различным – это может быть пластовая вода с высокой минерализацией (рапа) или углеводороды. Например, в скважине А в бильчирском горизонте отмечено газопроявление. Выделенные зоны, вероятно, характеризуются АВПД.

В районе скважины G аномалия поля рассеянных волн существенно меньше, и в самой скважине при проходке этого интервала не возникло никаких трудностей.

Таким образом, сейсмические исследования на рассеянных волнах позволили выделить на площади исследований достаточно обширные зоны трещиноватости, связанные с областями АВПД, а также с зонами дробления вдоль разломов, представляющие интерес при проектировании

и выборе технологии бурения глубоких скважин.

По итогам выполненной интерпретации составлена результирующая карта зон трещиноватости в нижнекембрийских отложениях (Рис. 12). Применение специализированной обработки, разделяющей полное волновое поле на отраженную и рассеянную компоненты, позволяет выявить зоны трещиноватости, в частности в межселевых пластах доломитов нижнекембрийского возраста, заполненных пластовыми водами высокой минерализации.

Особая ценность использования рассеянной компоненты волнового поля заключается в прогнозировании АВПД до начала бурения. Эти данные имеют чрезвычайно важное значение при проектировании скважины, выборе ее конструкции, позволяют производить бурение в оптимальном технологическом режиме, избегать аварийных ситуаций (Анохина и др., 2016).

Геонавигация горизонтального бурения

В последнее время все чаще встает вопрос о необходимости разработки месторождений с трещинным типом коллектора, приуроченным к карбонатным отложениям, с последующим бурением горизонтальных скважин. Поэтому корректное выделение зон трещиноватости является очень важной задачей, так как именно эти зоны

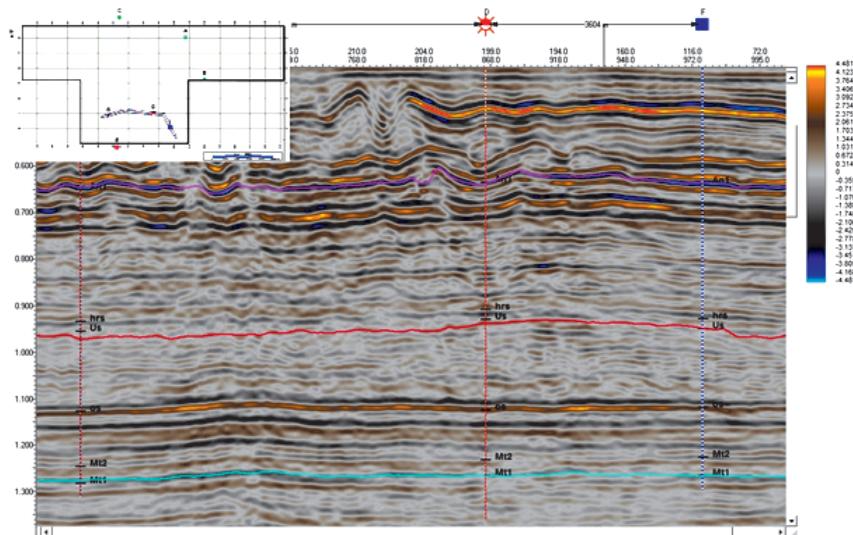


Рис. 10. Вертикальный срез куба отраженных волн по линии, проходящей через скважины D, G и F

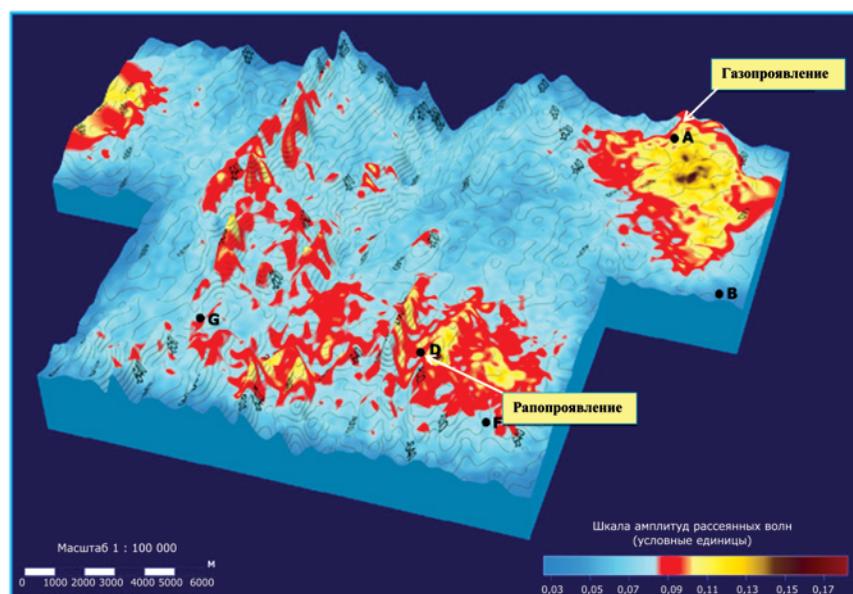


Рис. 11. Карта суммарных амплитуд рассеянных волн интервала бильчирского горизонта

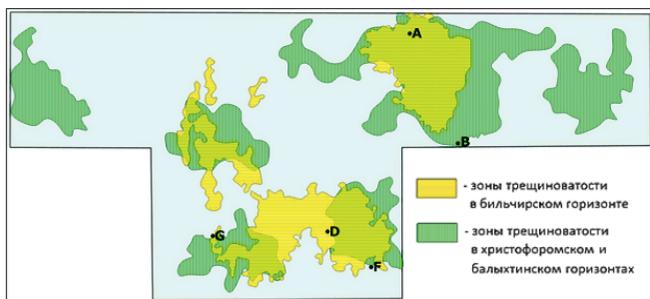


Рис. 12. Прогнозная карта зон трещиноватости в нижнекембрийских отложениях

приурочены к тектоническим нарушениям, обеспечивающим хорошие ФЕС, и, как следствие, высокие дебиты. Для выделения таких зон, помимо определения кинематических и динамических характеристик отраженных волн необходимо привлекать совершенно новые технологии и методы прогноза, например такие, как:

- рассеянные волны, позволяющие выделять интервалы повышенной трещиноватости и кавернозности продуктивных пластов, зоны деструкции и другие объекты (метод CSPD);

- результаты микросейсмического мониторинга, позволяющие выявлять особенности строения коллектора, вмещающего залежи углеводородов (метод MSPRM).

Оба метода решают задачи картирования зон открытой трещиноватости.

Приведем пример месторождения с регионально нефтегазоносным верхнеюрским подкомплексом (баженовско-верхнеабалакским). Коллекторы пластов Ю1 (верхнеабалакская подсвита) и Ю0 (баженовская-нижнетутлеймская подсвита) имеют весьма сложный характер развития, обусловленный как микрослоистостью и листоватостью пород, так и тектонически напряженными зонами (зоны дизъюнктивных нарушений, деструкций, растяжения и сжатия) и гидротермальными процессами (выщелачивание и растворение). Тип коллекторов – порово-кавернозно-трещинный.

На площади была проведена съемка 3D, обработанная по методу CSPD, затем выполнен МГРП с микросейсмическим мониторингом. Это позволило провести комплексную интерпретацию уже имевшихся кубов рассеянных волн и новых данных по микросейсмике.

В горизонтальной скважине был выполнен

многостадийный ГРП, во время которого велся микросейсмический мониторинг. По данным испытаний в скважине, из трех последних портов получен приток нефти. На разрезе рассеянных волн они попадают в зону повышенных значений, указывающих на наличие трещиноватости. Основные микросейсмические события, зарегистрированные при проведении ГРП, также локализованы в районе этих портов (Рис. 13).

Специализированная обработка данных сейсмозаведки по технологии CSPD позволяет выявлять зоны естественной открытой трещиноватости и зоны не “залеченных” разломов. Микросейсмическая эмиссия возникает в зонах “живущих” в настоящее время разломов и в зонах открытой естественной трещиноватости. Такие зоны фиксируются при проведении пассивного микросейсмического мониторинга по методу MSPRM. Совместная интерпретация результатов комплексирования этих методов позволяет однозначно прогнозировать местоположение зон открытой трещиноватости и дренирования в пространстве, т.к. аномалии поля рассеянных волн с высокими значениями амплитуд и облако микросейсмических событий имеют одну природу. Контроль результатов воздействия на пласт в процессе ГРП позволяет получать данные о направлениях развития областей трещиноватости кислотного разрыва в районе разработки продуктивного пласта и на их основе совершенствовать систему разработки месторождения, а также повысить точность прогноза зон распространения коллекторов, приуроченных к зонам трещиноватости, и эффективность поискового бурения (Anokhina et al., 2016).

Помимо технологий CSPD и MSPRM в НИИ прикладной информатики и математической геофизики Балтийского Федерального Университета им. И. Канта создан и развивается новый подход визуализации среды, основанный на использовании взаимозависимого условия визуализации парных изображений (IVP IC). Метод, основанный на таком подходе, называется миграцией в обратном времени с векторными парами (VPRM).

Состояние обработки изображений является ключевым моментом для метода RTM. Традиционные RTM-изображения имеют оригинальные артефакты, потому что метод основан на волновом уравнении. Для преодоления таких помех регуляризация изображения выполняется на основе фильтрации сейсмических данных в расширенном

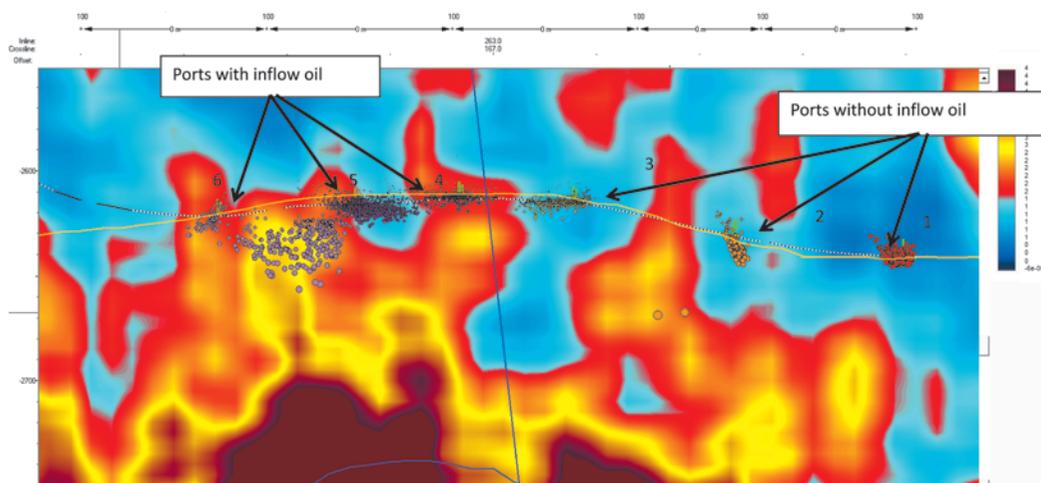


Рис. 13. Фрагмент временного разреза куба рассеянных волн с проекцией облака микросейсмических событий

пространстве параметров общей точки изображения (Vector Dimension Common Image Gatherers).

В настоящей работе представлены результаты развития метода VPRTM, в частности, на примере обнаружения сверхслабых дифракторов на фоне сильных отражений для месторождения нефти Западной Сибири. Отражение или рассеяние акустической волны на препятствии в любой момент времени можно рассматривать как взаимодействие двух взаимосвязанных векторов: вектора скорости частиц падающей волны и вектора генерации отраженной или рассеянной волны. Нами предложен точный статистический анализ амплитуд и фаз взаимосвязанных векторов для всех временных выборок и источников, а также разработаны условия изображения взаимосвязанных векторных пар, которые позволяют по новому взглянуть на визуализацию акустических сред (Erokhin et al., 2017). На рисунке 14

приведен пример разреза отраженных волн, с выделенным объектом «улыбка».

Решения прямой и сопряженной задач основаны на уравнениях первого порядка. Это позволяет работать в каждой точке пространства в зоне первых вступлений с парами взаимосвязанных векторов зависящих от времени и источников. Фильтрация взаимосвязанных векторных пар в амплитудной и фазовой областях определяет допустимый набор пар. Применение этого набора векторных пар позволяет генерировать изображения среды, которые являются более информативными, чем обычные изображения RTM (Рис. 15).

Хорошо видно, что на временном разрезе отраженных волн MULTI BackRTM существенно улучшается прослеживание отражающих горизонтов, несмотря на потерю высоких частот в разрезе. В случае с рассеянными волнами можно выделить зоны разуплотнений – soft diffractor, и уплотнений – hard diffractor (Рис. 16).

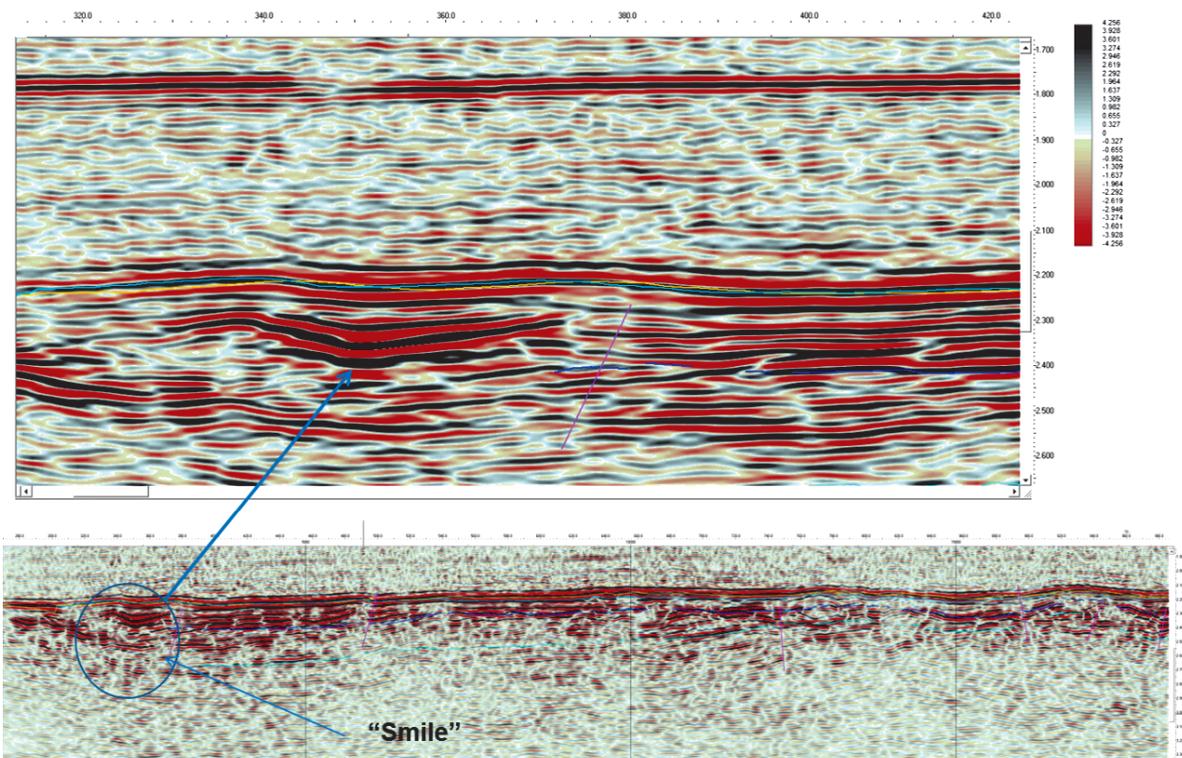


Рис. 14. Вертикальный срез куба отраженных волн с выделенным объектом «улыбка»

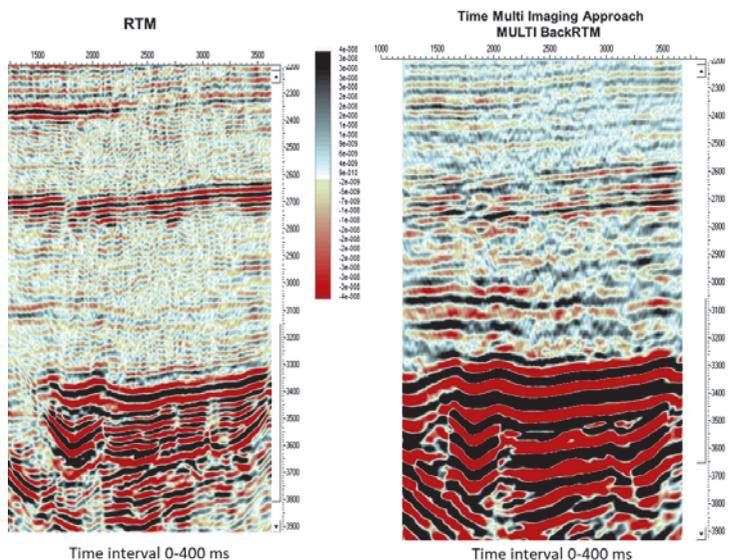


Рис. 15. Пример временных разрезов RTM и MULTI BackRTM

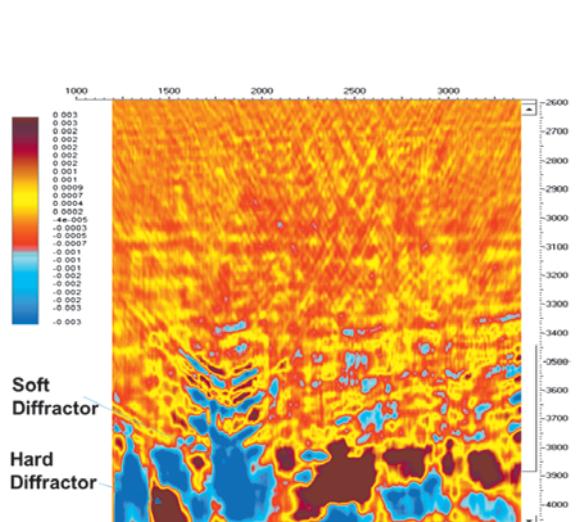


Рис. 16. Временной разрез DIFFRACTOR BackRTM

Метод VPRM с фазовой фильтрацией демонстрирует высокую чувствительность к колебаниям скорости. Метод перспективен для проведения анализа в процедурах AVO, Dip, Frequency, Impedance, Reflectivity и Diffractivity.

На рисунках 17-19 приведены примеры разрезов VPRM: атрибуты Impedance, DIP и Fluid Factor.

Результат обработки по методу VPRM для одного из месторождений Западной Сибири представлен на рисунке 20. Нефтеносность месторождения связана с отложениями Баженовской свиты (зеленая линия) и фундамента (красная линия). Видно, что наиболее сильные зоны рассеяния расположены в верхней части фундамента. Бурение нефтяных скважин в этих зонах дало дебиты нефти почти на порядок больше, чем в баженовской свите.

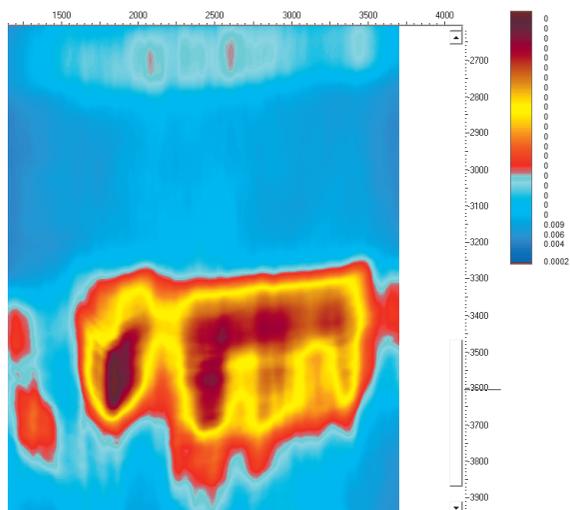


Рис. 17. VPRM: Impedance

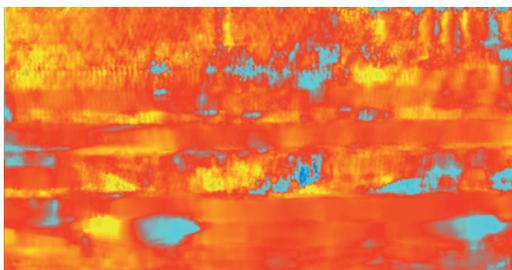


Рис. 18. VPRM: DIP+/-25 градусов

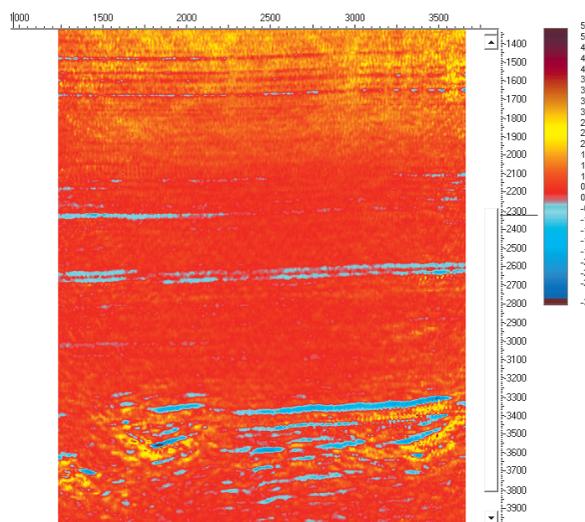


Рис. 19. VPRM AVO: Fluid Factor

Выводы

1. Разработан единый математический подход к решению задач активной и пассивной сейсморазведки. Подход основан на теории обратных задач геофизики.
2. Разработан метод многоспектральной сейсмической волновой фильтрации CSPD для обнаружения рассеянной сейсмической компоненты. Метод верифицирован на модельных и реальных данных. Метод показал высокую точность для сверхслабых рассеивателей.
3. Предложен и реализован новый метод миграции в обратном времени с векторными парами (VPRM). Метод эффективен не только для построения дифракционных изображений, но и для AVO, скоростной томографии, импеданса, углов и др.

Литература

Анохина Е.В., Демидова Е.В., Ерохин Г.Н., Кремлев А.Н., Жегалина Л.Ф. (2017). Комплексная интерпретация отраженных и рассеянных волн в условиях сложного геологического разреза древней платформы. *EAGE V научно-практ. конф. «Тюмень-2017: Геонаука – ключ к рациональному освоению недр»*, Тюмень. DOI: 10.3997/2214-4609.201700097

Анохина Е.В., Жегалина Л.Ф., Ерохин Г.Н., Назарова М.Н. (2017). Трещиноватость как один из факторов, влияющих на эффективность горизонтального бурения. *EAGE II научно-практ. конф. «Горизонтальные скважины 2017. Проблемы и перспективы»*, Казань. DOI: 10.3997/2214-4609.201700463

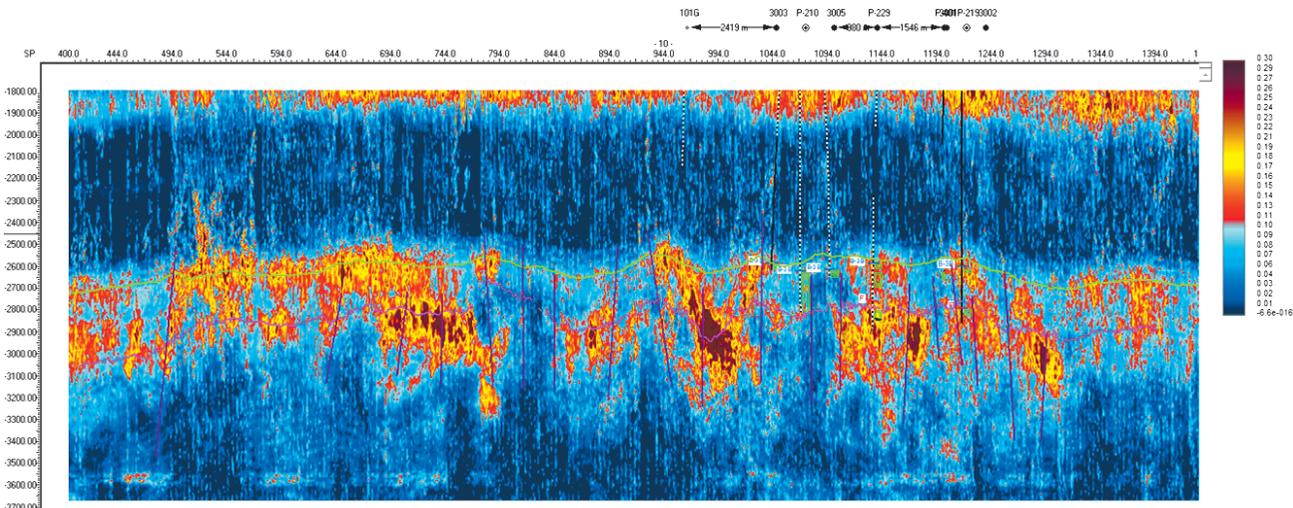


Рис. 20. DIFFRACTOR AFTER VPRM

Анохина Е.В., Стариков Л.Е., Киричек А.В., Назарова М.Н., Жегалина Л.Ф., Сисембаев К.Д., Досмухамбетов М.Д., Исмаилов К. (2014). Использование результатов интерпретации рассеянных волн по методу CSP при оценке ресурсов месторождения УВ с коллекторами трещинного типа. *Вестник БФУ*, 10, с. 134-140.

Киричек А.В., Стариков Л.Е., Назарова М.Н., Сисембаев К.Д., Досмухамбетов М.Д., Исмаилов К. (2013). Эффективность применения технологии CSP в Каспийском регионе. *Вестник БФУ*, 10, с. 138-143.

Anokhina, E., Erokhin, G., Kirichek A., Nazarova M. (2016). Using the Scattered Waves for Detecting the Fractured Zones in Cambrian Sediments in the Southern Part of the Siberian Platform. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/182080-MS

Erokhin G.N., Kremlev A.N., Anokhina E.V., Gapeev D.N., Kirichek A.V. (2016). CSP as a Complex Approach to Exploration and Exploitation of Hard-To-Extract Hydrocarbon Deposits. *7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding The Harmony of The Earth's Resources Through Integration of Geosciences*, Saint Petersburg. DOI: 10.3997/2214-4609.201600182

Erokhin Gennady, Pestov Leonid, Danilin Aleksandr and Kozlov Maksim, Ponomarenko Dmitrii. (2017). Interconnected vector pairs image conditions: new possibilities for visualization of acoustical media. *SEG International Exposition and 87th Annual Meeting 2017*, pp. 4624-4629. <https://doi.org/10.1190/segam2017-17587902.1>

Сведения об авторах

Екатерина Валерьевна Анохина – зав. лабораторией геологического моделирования Отделения геофизики НИИ прикладной информатики и математической геофизики, Балтийский Федеральный Университет им. И. Канта

Россия, 236029, Калининград, ул. Пролетарская, 131
E-mail: EAnokhina@kantiana.ru

Геннадий Николаевич Ерохин – доктор физ.-мат. наук, профессор, директор

НИИ прикладной информатики и математической геофизики, Балтийский Федеральный Университет им. И. Канта

Россия, 236029, Калининград, ул. Пролетарская, 131

Статья поступила в редакцию 09.07.2018;

Принята к публикации 31.07.2018;

Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Method for constructing diffraction images of fractured-cavernous zones on the basis of multidimensional spectral filtration and new possibilities for studying the properties of geological media on the basis of multidimensional seismic data analysis of a common image point

*E.V. Anokhina**, *G.N. Erokhin*

Research Institute of Applied Informatics and Mathematical Geophysics, Immanuel Kant Baltic Federal University, Kaliningrad, Russian Federation

*Corresponding author: *Ekaterina V. Anokhina*, e-mail: *EAnokhina@kantiana.ru*

Abstract. The article describes the results of applying the original seismic data processing methods: Common Scattering Point Dip (CSPD) and Vector Pair Reverse Time Migration (VPRTM). Specific examples show that the CSPD method allows to effectively solve a wide range of tasks at various stages of geological exploration: search for fractured-cavernous zones, isolation of the cured faults, contouring of granite intrusion, identification of hazardous drilling zones and geonavigation of horizontal drilling. The VPRTM method is effective not only for detecting weak diffractors but also promising for simultaneous accurate analysis in various procedures.

Keywords: processing, scattered waves, diffractors, vector pairs, fracturing

Recommended citation: Anokhina E.V., Erokhin G.N. (2018). Method for constructing diffraction images of fractured-cavernous zones on the basis of multidimensional spectral filtration and new possibilities for studying the properties of geological media on the basis of multidimensional seismic data analysis of a common image point. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 228-237. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.228-237>

References

Anokhina E.V., Demidova E.V., Erokhin G.N., Kremlev A.N., Zhegalina L.F. (2017). Complex interpretation of reflected and scattered waves under conditions of a complex geological section of the ancient platform. V EAGE Conf. "Tyumen-2017: Geoscience is the key to rational development of mineral resources", Tyumen. DOI: 10.3997/2214-4609.201700097 (In Russ.)

Anokhina E.V., Starikov L.E., Kirichek A.V., Nazarova M.N., Zhegalina L.F., Sisebaev K.D., Dosmukhambetov M.D., Ismailov K. (2014). Using the results of the interpretation of scattered waves using the CSP method when assessing hydrocarbon resources with hydrocarbon reservoirs. *Vestnik BFU*, 10, pp. 134-140. (In Russ.)

Anokhina E.V., Zhegalina L.F., Erokhin G.N., Nazarova M.N. (2017). Fracture as one of the factors affecting the efficiency of horizontal drilling. II EAGE Conf. "Horizontal Wells 2017. Problems and Prospects", Kazan. DOI: 10.3997/2214-4609.201700463 (In Russ.)

Anokhina, E., Erokhin, G., Kirichek A., Nazarova M. (2016). Using the Scattered Waves for Detecting the Fractured Zones in Cambrian Sediments in the Southern Part of the Siberian Platform. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/182080-MS

Erokhin G.N., Kremlev A.N., Anokhina E.V., Gapeev D.N., Kirichek A.V. (2016). CSP as a Complex Approach to Exploration and Exploitation of Hard-To-Extract Hydrocarbon Deposits. *7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition: Understanding The Harmony of The Earth's Resources Through Integration of Geosciences*, Saint Petersburg. DOI: 10.3997/2214-4609.201600182

Erokhin Gennady, Pestov Leonid, Danilin Aleksandr and Kozlov Maksim, Ponomarenko Dmitrii. (2017). Interconnected vector pairs image conditions: new possibilities for visualization of acoustical media. *SEG International Exposition and 87th Annual Meeting 2017*, pp. 4624-4629. <https://doi.org/10.1190/segam2017-17587902.1>

Kirichek A.V., Starikov L.E., Nazarova M.N., Sisebaev K.D., Dosmukhambetov M.D., Ismailov K. (2013). Efficiency of CSP technology application in the Caspian region. *Vestnik BFU*, 10, pp. 138-143. (In Russ.)

About the Authors

Ekaterina V. Anokhina – Head of the Laboratory of Geological Modeling

Research Institute of Applied Informatics and Mathematical Geophysics, Immanuel Kant Baltic Federal University
Proletarsky st., 131, Kaliningrad, 236029, Russian Federation

Gennady N. Erokhin – DSc (Physics and Mathematics), Professor, Director

Research Institute of Applied Informatics and Mathematical Geophysics, Immanuel Kant Baltic Federal University
Proletarsky st., 131, Kaliningrad, 236029, Russian Federation

Manuscript received 09 July 2018;

Accepted 31 July 2018; Published 30 August 2018

Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры

И.Я. Чеботарева

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: irinache@inbox.ru

В статье приведены результаты сейсмотомографического мониторинга эмиссионных источников, связанных с зонами открытой трещиноватости, тектоническими нарушениями и фильтрацией флюида в высокопроницаемых породах. Показано, что геодинамические процессы, обусловленные наличием таких неоднородностей, можно изучать с использованием многоканальных записей естественного сейсмического шума Земли, зарегистрированного на дневной поверхности. Носителем полезной информации является экстремально слабая пространственно когерентная составляющая сейсмического волнового поля – сейсмическая эмиссия, порожденная в энергонасыщенных зонах природного массива фоновыми деформациями. Дополнительное внешнее техногенное и природное воздействие активизирует латентные области геофизических неоднородностей, что выявляет новые эмиссионные объекты, скрытые в фоновом состоянии. Это позволяет, например, при гидроразрыве пласта попутно проводить доразведку месторождения в радиусе нескольких километров.

В статье также затронуты вопросы истории открытия явления сейсмической эмиссии и механизма генерации низкочастотной ветви эмиссии как результата амплитудной неустойчивости огибающих высокочастотных акустических колебаний элементов геологической среды. Низкочастотная эмиссия (1-100 Гц) обеспечивает возможность дистанционного изучения эмиссионных высокочастотных (единицы-сотни кГц) осцилляций в энергонасыщенных зонах, расположенных на большом удалении от места регистрации.

Ключевые слова: эмиссионная сейсмическая томография, сейсмическая эмиссия, структурно неоднородные среды, нефтяное и газовое месторождение

Для цитирования: Чеботарева И.Я. (2018). Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 238-245. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.238-245>

Введение

Явление эндогенной сейсмической эмиссии официально было зарегистрировано в качестве открытия в 80-х годах прошлого века. Авторами открытия являются Л.Н. Рыкунов, О.Б. Хаврошкин, В.В. Циплаков (Рыкунов и др., 1983), хотя экспериментально подкрепленные предположения о существовании слабых глубинных сейсмических источников, связанных с деформационными процессами в коре Земли, публиковались и ранее другими авторами, начиная еще с позапрошлого века (Дарвин, 1965; Голицын, 1960; Гамбургцев, 1960; Nanney, 1958; Жадин, 1971; Гордеев, Рыкунов, 1976; Науменко, 1979; Leet, Leet, 1962). Однако авторам открытия надо отдать должное в стойком отстаивании своих научных позиций и факта существования эффекта. Результаты работ Л.П. Рыкунова, О.Б. Хаврошкина и В.В. Цыплакова породили бурную научную дискуссию. Оппоненты пытались опровергнуть факт существования сейсмической эмиссии, в том числе и экспериментально (Гальперин и др., 1987). Противоречивость первых экспериментов связана с несовершенством и различием аппаратуры, методов и методик исследований. Также и с тем, что изучаемое явление очень сложно по своей пространственно-временной структуре и интенсивность эндогенного эмиссионного излучения очень мала. Она часто была на грани чувствительности использованных регистраторов.

Сама идея существования эффекта сейсмической эмиссии совершенно не укладывалась в рамки классических представлений механики сплошных сред и представлений о том, что естественный шум Земли формируется исключительно множественными поверхностными источниками. Споры постепенно стихли по мере развития новой модели литосферы как геосреды, которая является открытой неравновесной нелинейной динамической системой, проявляющей изменчивость параметров, с иерархично-блочной структурой и энергонасыщенностью (Лукк и др., 1996). Также по мере совершенствования аппаратуры и методов обработки данных появились множественные экспериментальные результаты подтверждающие существование сейсмической эмиссии, которые опровергнуть было уже невозможно.

Тем не менее, уже на первом этапе, с использованием одноканальных узкополосных регистраторов, авторам открытия удалось экспериментально доказать (Хаврошкин, 1999), что высокочастотный сейсмический шум ($f > 1$ Гц) модулируется различными деформационными процессами, такими как лунно-солнечные приливы, штормовые микросейсм, волны от удаленных сильных землетрясений и взрывов, собственные колебания Земли и пр. В сейсмоактивных регионах были обнаружены (Хаврошкин, 1999) характерные особенности высокочастотных шумов, появляющиеся на времени подготовки землетрясений и на стадии релаксации напряжений в коре Земли после землетрясений. Авторы открытия объяснили эти эффекты

существованием эндогенных источников сейсмической эмиссии, которая является компонентой естественного сейсмического фона Земли. Они высказали предположение, что источники эмиссии связаны с разномасштабными структурно-геологическими и энергетическими (концентрации напряжений, термические градиенты) неоднородностями, а интенсивность излучения контролируется внешними низкочастотными деформационными воздействиями. И действительно, последующие прямые скважинные наблюдения показали, что повышение уровня сейсмического и акустического шума соответствует интервалам дробления и повышенной трещиноватости, активных микродвижений земной коры, а также тектоническим нарушениям и разломами (Дьяконов и др., 1989; Дьяконов и др., 1991; Дьяконов и др., 2010; Diakonov et al., 1990; Астраханцев и др., 2007). В частности, было показано, что повышение уровня шума и его вариаций соответствует положению рудных интервалов и нефтяного коллектора (Дьяконов и др., 1989; Атлас временных вариаций..., 1994). При сейсморазведочных работах было обнаружено появление в районе залежи углеводородов наведенных геодинамических шумов в полосе частот до 40 Гц (Максимов и др., 2015). В результате большого числа экспериментальных работ было установлено, что регистрируемая эмиссионная сейсмическая активность не стабильна во времени и в пространстве, обладает избирательной чувствительностью к частоте воздействия, причем эмиссионный отклик может отличаться по частоте от воздействия (Хаврошкин, 1999).

Сигналы сейсмической эмиссии могут иметь различный вид (Хаврошкин, 1999), но часто они представлены импульсными или шумоподобными временными зависимостями. Сигналы от множественных источников могут накладываться при регистрации и интерферировать. Более того, эмиссионные сигналы могут быть экстремально слабыми, полностью погребенными в шуме на единичных записях. Источники таких сигналов невозможно локализовать стандартными сейсмологическими методами, базирующимися на определении времен вступлений сейсмических фаз от микрособытий. Для исследования сейсмической эмиссии был предложен и запатентован специальный метод, получивший со временем название эмиссионная сейсмическая томография (Николаев и др., 1983). Он позволяет выделить пространственно когерентную составляющую сейсмического шума, локализовать ее источники, оценить параметры излучения (мощность, спектральный состав) (Chebotareva, 2011; Чеботарева, 2012; Tchebotareva et al., 2000).

Входными данными для эмиссионной томографии являются шумоподобные сейсмические записи, зарегистрированные многоканальной площадной группой датчиков. Это могут быть записи естественного сейсмического шума Земли, кода – волны удаленных землетрясений и взрывов, техногенный шум. Регистрирующие датчики располагаются на поверхности или в скважинах. Даже небольшое заглубление датчиков, на первые десятки метров, полезно и позволяет на порядок снизить уровень локального случайного шума и увеличить чувствительность метода. При реализации алгоритмов, посредством введения временных задержек сигнала, сейсмическая антенна настраивается на усиление сигналов из различных точек

среды. Затем рассчитывается функционал, обеспечивающий накопление информации по каналам и по времени. Положение эмиссионных источников соответствует положению максимумов функционала, которые превышают значение доверительного интервала чисто шумового поля (Chebotareva, 2011; Чеботарева, 2012; Tchebotareva et al., 2000). Таким образом, если эмиссионные источники отсутствуют, то мы получим изображение с равномерным распределением интенсивности, статистический разброс значений яркости определяется временем накопления сигнала. Если в геосреде присутствуют источники сейсмической эмиссии, то в изображении появится яркое “облако”, очертания которого определяются геометрией излучающей эмиссионной области.

Эмиссионная томография первоначально использовалась для сейсмологических исследований в геотермальных, сейсмоактивных и вулканических районах. Были разработаны алгоритмы с реализацией во временной и частотной области, для однокомпонентной и трехкомпонентной регистрации, позволяющие работать в широком диапазоне пространственных масштабов, вплоть до глубокой литосферы Земли (Chebotareva, 2011; Чеботарева, 2012; Чеботарева, 2017; Tchebotareva et al., 2000). Адаптация эмиссионной томографии для работ на месторождениях углеводородов потребовала разработки дополнительных алгоритмов, позволяющих устранять влияние интенсивной пространственно когерентной техногенной помехи (Chebotareva et al., 2008; Chebotareva, 2010a; Chebotareva, 2010b). Также были разработаны приближенные алгоритмы трассировки лучей, позволяющие существенно ускорить время расчетов для горизонтально-слоистых, градиентных скоростных моделей и моделей слоистых сред со сложной геометрией границ. Корректный учет скоростной модели позволяет повысить чувствительность метода и сделать более точную трехмерную привязку эмиссионных источников (Chebotareva, 2018).

Эмиссионная сейсмическая томография, несмотря на ее большой потенциал, еще недостаточно задействована при разработке месторождений углеводородов. В нашей стране есть работы по использованию различных модификаций метода для мониторинга гидроразрыва пласта и отработки методов извлечения геологической информации с использованием атрибутов эмиссионных и рассеянных волн (Гапеев и др., 2014; Александров и др., 2015; Кузнецов и др., 2016). За рубежом эмиссионная томография также успешно применяется сервисными компаниями для мониторинга гидроразрыва и высокоактивных зон разломов. Примерами таких компаний могут служить MicroSeismic, Inc. и Global Geophysical Services, Inc.

Так как эмиссионная томография способна работать не только с импульсными, но и шумоподобными сигналами, она позволяет извлекать более богатую информацию, чем микросейсмический мониторинг: изучать не только микрособытия, но и более слабые по энергетике диссипативные процессы при деформировании среды, которые не сопровождаются микроземлетрясениями. В данной статье приведены примеры по выявлению и трехмерной локализации источников эмиссионной активности, связанных с тектоническими нарушениями, открытой трещиноватостью, фильтрацией флюида в

высокопроницаемых породах. Все изображения получены с использованием алгоритмов эмиссионной сейсмической томографии.

Результаты и их обсуждение

При сейсмологических наблюдениях на месторождениях углеводородов на записях часто присутствуют интенсивные техногенные помехи, связанные с процессом разработки месторождения. Аддитивные случайные диффузные помехи подавляются легко, но так как источники техногенных помех связаны с какими-то конкретными объектами, то техногенные помехи являются пространственно когерентными. Более того, не всегда источники расположены на поверхности, например, в случае «шумящей» скважины. Такие помехи при использовании эмиссионной томографии могут создавать экранирующий эффект. То есть на изображениях исследуемого объема среды проявятся яркие источники интенсивной техногенной помехи, а на их фоне слабые глубинные источники останутся незамеченными. При адаптации методов эмиссионной томографии для работ на месторождениях углеводородов были разработаны методы адаптивной и режекторной пространственной фильтрации, которые позволяют эффективно устранять влияние когерентных помех (Chebotareva et al., 2008; Chebotareva, 2010a, Chebotareva, 2010b).

Но что еще более интересно, оказалось, что техногенную помеху можно полезно использовать как зондирующий сигнал. Она создает дополнительную сейсмическую «подсветку» геосреды и позволяет выявлять неоднородности с сильными рассеивающими, отражающими свойствами или подземные резонаторы. На рис. 1 приведены два таких примера – изображение тектонического разлома и природной трещины (боковая граница неустойчивого блока породы). Изображение разлома (Рис. 1а,б) имеет сложную пространственную структуру. Известно, что внутренняя часть разломной зоны характеризуется высокой степенью трещиноватости (первые десятки – сотни метров). К центру разлома плотность трещин быстро

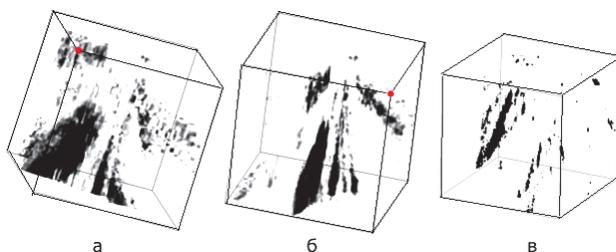


Рис. 1. Использование техногенной помехи для «подсветки» тектонических нарушений, а, б – изображения тектонического разлома с поворотом изометрической проекции, в – изображение природной трещины. Размер ребра исследуемых объемов равен 6 км (а, б) и 3 км (в).

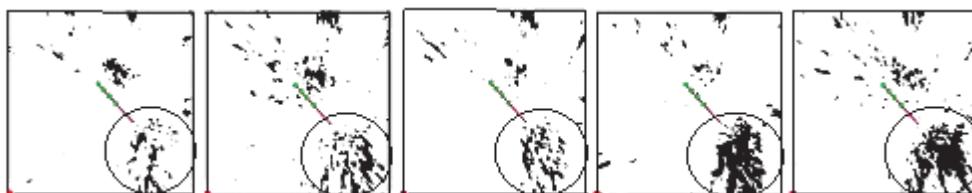


Рис. 2. Развитие процесса истечения жидкости из скважины в высокопроницаемой части пород. Горизонтальные срезы трехмерных изображений на глубине горизонтального ствола скважины. Вектор времени слева на право

возрастает, центральная зона (сантиметры-метры) заполнена раздробленным, фрагментированным материалом. Скорость сейсмических волн вмещающих пород на десятки процентов превышает скорости внутри разлома. То есть разлом является низкоскоростным волноводом. Если источник техногенных помех расположен достаточно близко к разлому, низкоскоростная зона захватывает энергию техногенной помехи. Границы природного волновода не плоские и не абсолютно жесткие, поэтому значительная часть сейсмической энергии просачивается через стенки волновода и он становится видимым для эмиссионной томографии. Вид изображения разломной зоны говорит о том, что значительная часть энергии техногенного воздействия при разработке месторождений закачивается на глубокие горизонты, более 6 км.

На рис. 1в, приведено изображение природной трещины, внутренность которой, как можно ожидать, также заполнена высокофрагментированной породой. Она проявилась на времени перфорационного взрыва. Однако основная энергия перфорационного взрыва лежит в более высоком диапазоне частот, чем излучение трещины. То есть в данном случае наблюдается либо триггерный эффект, либо нелинейная перекачка энергии перфорационного взрыва на более низкие частоты.

На рис. 2 показаны горизонтальные срезы трехмерных изображений на глубине горизонтального ствола скважины. На них изображено развитие процесса истечения жидкости из скважины. Жидкость распространяется в направлении повышенной проницаемости пород. Эмиссионное излучение связано с флуктуациями давления и микроразрушением пород при росте порового давления за фронтом фильтрации.

Как отмечалось выше, сейсмический эмиссионный отклик горных пород стимулируется внешним воздействием. Одним из видов таких техногенных воздействий является гидравлический разрыв пласта. При проведении гидроразрыва, используя микросейсмический мониторинг, в радиусе первых сотен метров обычно изучают характеристики разрушения, дизайн разрыва, абсолютную проницаемость призабойной зоны скважины и пласта (Maxwell, 2010; Economides et al., 2002; Rothert, Shapiro, 2007; Shapiro et al., 2002; Александров др., 2015). Так как эмиссионная томография позволяет исследовать более тонкую структуру поля напряжений, то при эмиссионном сейсмотомографическом мониторинге появляется возможность наблюдать активизацию областей открытой трещиноватости и тектонически неустойчивых блоков в гораздо большем объеме среды. Экспериментальные результаты показывают, что при таком локальном техногенном воздействии распределение активных эмиссионных кластеров существенно изменяется в радиусе нескольких километров от зоны перфорации и различным образом

в разных частотных диапазонах (Чеботарева, Володин, 2012; Chebotareva, 2017; Володин, Чеботарева, 2014).

Изображения среды рассчитывались в различных частотных диапазонах в пределах 10-100 Гц. Было обнаружено, что микроземлетрясения, амплитуды вступлений которых четко выделяются на единичных записях, проявляются в самом нижнем частотном диапазоне. Очаги микроземлетрясений с самого начала воздействия на пласт локализируются по всему исследуемому объему, представляющему собой куб с ребром 3 км (Чеботарева, Володин, 2012). Их нельзя однозначно связать с релаксационной диффузией возмущений порового давления. Более удачным объяснением является триггерный эффект, инициированный изменением напряженно-деформированного состояния горного массива.

Зоны трещиноватости пород проявляются на эмиссионных изображениях в среднем диапазоне частот. Частично они видны до проведения гидроразрыва (Рис. 3а). Однако на времени увеличения давления в среде при закачке жидкости размер излучающего кластера резко возрастает (Рис. 3б), выявляя скрытые, не активные в фоновом состоянии части зоны трещиноватости. После окончания работ, при релаксации напряжений в геосреде, распределение эмиссионных кластеров возвращается к прежнему виду (Рис. 3в).

Поведение эмиссионных кластеров в верхнем диапазоне частот имеет свои отличительные особенности. В фоновом состоянии до и после гидроразрыва распределение эмиссионных источников в среднем и верхнем диапазонах частот похоже. Однако внешнее воздействие разрушает структуру высокочастотного эмиссионного кластера. Распределение интенсивности изображения становится равномерным (Чеботарева, Володин, 2012). Такое возможно, если среда в этом диапазоне частот не излучает или излучает равномерно по всему объему. С ростом давления эмиссионное «свечение» локализуется и стягивается в полосы деформаций, высвечивая положение неустойчивого блока, у основания которого происходит самое сильное микроземлетрясение (Володин, Чеботарева, 2014). Его очаг удален на расстояние более

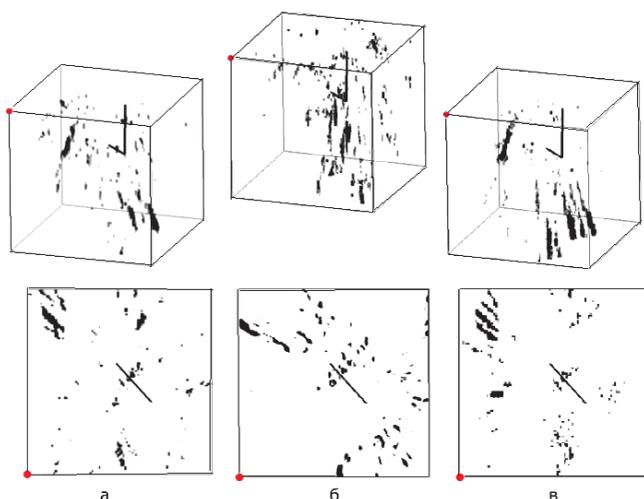


Рис. 3. Распределение эмиссионной активности в зонах структурных неоднородностей (пористость, открытая трещиноватость) а – до, б – во время (интервал роста давления) и в – после работ по гидравлическому разрыву пласта. Размер ребра исследуемого объема равен 3 км.

2 км от зоны перфорации. После сброса давления распределение интенсивности в изображении снова становится равномерным. К первоначальному фоновому виду оно возвращается после релаксации напряжений в массиве пород.

На рис. 4 показано эмиссионное изображение области разрушения пласта на времени между гидроразрывами при многоэтапном гидроразрыве. Эмиссионный сигнал обеспечивается за счет энергии релаксации возмущенного напряженно-деформированного состояния пласта. На горизонтальной проекции хорошо видна несимметричная относительно скважины геометрия гидравлического разрушения. Так как распределение эмиссионных источников является существенно не плоским, то в данном случае наблюдается зона объемного разрушения пласта.

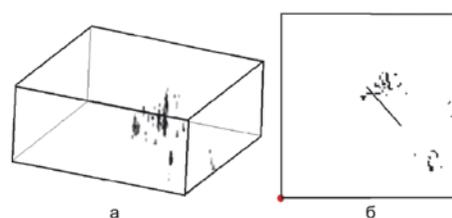


Рис. 4. Зона гидравлического разрушения на времени между гидроразрывами при многоэтапном гидроразрыве пласта. Размер горизонтального ребра равен 3 км, а – изометрическая проекция, б – горизонтальная проекция на глубине горизонтальной скважины.

Заключение

Результаты эмиссионного сейсмотомографического мониторинга на разрабатываемых месторождениях углеводородов показывают, что зоны трещиноватости, тектонической и флюидной активности можно обнаруживать и локализовать с использованием фоновых записей сейсмического шума. Однако более богатую информацию с до-разведкой запасов в радиусе нескольких километров можно получать при различных видах внешнего воздействия, таких как гидроразрыв пласта, сильные техногенные помехи, проходящие сейсмические волны от удаленных землетрясений и взрывов. Дополнительную информацию можно извлекать и при переобработке сейсморазведочных записей, при условии проведения работ с использованием современных высокочувствительных сейсмических модулей. Эмиссионная томография и сейсморазведка являются взаимодополняющими методами. Сейсморазведка нацелена на выделение горизонтально протяженных контрастных скоростных границ. Эмиссионная томография нацелена на выделение локальных неоднородностей, которые могут не создавать контрастных отражений. Она работает на других физических принципах и использует эмиссионные сейсмические эффекты, скрытые для методов традиционной сейсморазведки.

Задача изучения особенностей отклика горных пород на природные и техногенные воздействия является фундаментальной научной проблемой. Для разработки эмиссионных сейсмотомографических технологий, которые были бы методически доступны для сервисных компаний, необходимы дополнительные экспериментальные и теоретические исследования. Для надежной интерпретации результатов нужна экспериментальная статистика параметров эмиссионных образцов с точной

привязкой к геологическим объектам. Также необходимо дальнейшее развитие теории генерации сейсмической эмиссии и распространения сейсмических сигналов в структурно-неоднородных средах. Несмотря на то, что с момента регистрации открытия эффекта сейсмической эмиссии прошло 35 лет, полной ясности в механизмах сейсмической эмиссии нет до сих пор.

Часто в работах, связанных с исследованием сейсмической эмиссии, ее появление связывают с большим числом микроразрушений, в том числе на стадии релаксационной диффузии возмущений порового давления. Традиционный мониторинг гидроразрыва проводится с использованием скважинных наблюдений для регистрации микроземлетрясений в диапазоне частот – сотни и первые тысячи герц. Наличие непрерывной эмиссионной составляющей интерпретируют как наложение очень большого числа последовательных импульсных сигналов от множественных образованных сдвиговых трещин. Однако приведенные выше результаты показывают, что эмиссионные эффекты, позволяющие визуализировать связанные с гидроразрывом пласта геодинамические процессы, наблюдаются на существенно более низких частотах – десятки герц. Используя решение задачи для круговой трещины, развитие которой внезапно останавливается (Madariaga et al., 1976; Аки, Ричардсон, 1983), получаем оценку характерного радиуса образованных множественных трещин: $r=0.32*V/f=20$ м, где $V=3$ км/с – скорость сейсмических волн, $f=50$ Гц – частота эмиссионного излучения. Такая оценка не соответствует реальности. Размеры предполагаемых «множественных трещин» слишком велики, если учесть, что обычные размеры гидроразрыва составляют всего первые сотни метров.

Более удачный подход к описанию механизмов эмиссионного излучения на частотах от единиц до первых сотен герц базируется на учете нелинейных свойств структурно неоднородных сред. К данному моменту существует несколько механизмов, разработанных с учетом нелинейности и блоковой дискретности геосреды (Бовенко, 1987; Крылов и др., 1991; Динариев, Николаевский, 1997; Динариев, Николаевский, 1993; Николаевский, 1996; Гарагаш, 2002; Сибиряков, Бобров, 2008). Они описывают генерацию и передачу вверх и вниз по спектру в виде гармоник и субгармоник энергии эмиссионного излучения.

Недавно был предложен новый механизм генерации сейсмической эмиссии на частотах огибающей микроколебаний элементов структурно-неоднородной геосреды (Володин, Чеботарева, 2014). Уравнения движения получены для модели среды в виде одномерных цепочек с герцевской нелинейностью. В современной геофизике широко используются подобные модели гранулированных сред не только для описания рыхлых грунтов, но и для условно монолитных зернистых и кристаллических горных пород. Экспериментально установлено, что в гранулированных средах при пригрузке и при вибровоздействии распределение напряжений по объему сильно неоднородно. Использование фотоупругих материалов позволяет визуально наблюдать формирование сети силовых цепочек, которые несут всю нагрузку на среду. В работе

(Володин, Чеботарева, 2014) показано, что при рассмотрении многомасштабных движений, уравнение движения цепочек для макромасштаба имеет вид нелинейного уравнения Шредингера. Известно, что при выполнении определенного условия на параметры нелинейности и дисперсии возникает модуляционная неустойчивость решения этого уравнения, что выражается в возникновении спонтанной амплитудной модуляции высокочастотной несущей. При распространении модулированной волны в нелинейной среде происходит ее детектирование (Зарембо, Красильников, 1966), в результате которого остается только низкочастотная составляющая, которая регистрируется на больших расстояниях от источника. Соотношение основной и модуляционной частоты зависит от структурных параметров среды и обычно составляет несколько порядков. Вследствие этого на сейсмических частотах в десятки герц можно изучать удаленные области структурно неоднородного включения с частотой микроколебаний в единицы – сотни кГц. Результаты физического моделирования на кернах нефтяных месторождений показывают, что при нагружении образцов керна и при вибровоздействии действительно наблюдается генерация динамически связанного излучения в диапазонах 10-100 Гц и 5-20 кГц, в то время как динамика промежуточного диапазона частот существенно отличается (Chebotareva et al., 2017).

Выводы

1. Метод эмиссионной сейсмической томографии позволяет выявлять тектонические нарушения, открытую трещиноватость и пористость, изучать геофизические процессы в зонах структурной и флюидальной неоднородности природного массива с использованием многоканальных записей естественного сейсмического фона Земли, зарегистрированного на поверхности.
2. Техногенные и природные внешние воздействия на геосреду активизируют области структурной неоднородности, латентные в фоновом состоянии. Это позволяет на стадии разработки проводить доразведку месторождения, выявлять перспективные пласты и пропущенные залежи. В частности, при проведении гидроразрыва пласта возможна доразведка месторождения в радиусе нескольких километров.
3. Для надежной интерпретации результатов и развития эффективных сервисных технологий необходимы экспериментальные исследования сейсмических эффектов, наблюдаемых на месторождениях углеводородов, с точной геологической привязкой эмиссионных объектов.
4. Необходимо дальнейшее развитие теории генерации сейсмической эмиссии и распространения сейсмических сигналов в структурно-неоднородных средах.

Литература

- Аки К, Ричардсон П. (1983). Количественная сейсмология. Теория и методы. Москва: Мир, т. 2, 831 с.
- Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. (2015). Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта. *Экспозиция Нефть и Газ*, 6(45), с. 58-63.
- Астраханцев Ю.Г., Губерман Д.М., Дьяконов В.П., Певзнер С.Л., Троянов А.К., Яковлев Ю.Н. (2007). Геоакустические шумы в Кольской сверхглубокой скважине. *Вестник МГТУ*, 10(2), с. 231-235.

- Атлас временных вариаций природных процессов. (1994). Рук. Н.П. Лаверов. Отв. ред. А.В. Николаев, А.Г. Гамбурцев. Москва: Научный мир, т. 1, 176 с.
- Бовенко В.Н. (1987). Автоколебательная модель акустоэмиссионных и сейсмических явлений. *Докл. АН СССР*, 297(5), с. 1103-1106.
- Володин И.А., Чеботарева И.Я. (2014). Сейсмическая эмиссия в зонах техногенных воздействий. *Акустический журнал*, 60(5), с. 505-517. DOI: 10.7868/S0320791914050141
- Гальперин Е.И., Винник Л.П., Петерсен Н.В. (1987). О модуляции высокочастотного сейсмического шума приливными деформациями литосферы. *Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли*, 12, с. 102-109.
- Гамбурцев Г.А. (1960). Избранные труды. Москва: АН СССР, с. 424-425.
- Галеев Д.Н., Ерохин Г.Н., Родин С.В., Седайкин Р.Д., Смирнов И.И. (2014). Новые возможности применения пассивного микросейсмического мониторинга для выявления структурно-тектонических особенностей участков нефтегазовых месторождений. *Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта*, 4, с. 113-120.
- Гарагаш И.А. (2002). Модель динамики фрагментированных сред с подвижными блоками. *Физическая мезомеханика*, 5(5), с. 71-77.
- Голицын Б.Б. (1960). Избранные труды. Москва: АН СССР, т. 2, с. 411-413.
- Гордеев Е.И., Рыкунов Л.Н. (1976). Спектры Р-волн от удаленных землетрясений в области частот 1-10 Гц. *Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли*, 7, с. 90-92.
- Дарвин Д.Г. (1965). Приливы и родственные им явления в солнечной системе. Москва: Наука, 106 с.
- Динариев О.Ю., Николаевский В.Н. (1993). Ползучесть горных пород как источник сейсмического шума. *Доклады РАН*, 331(6), с. 739-741.
- Динариев О.Ю., Николаевский В.Н. (1997). Кратное увеличение периода при распространении волн в упругих телах с диссипативной микроструктурой. *Изв. РАН, МТТ*, 6, с. 78-85.
- Дьяконов Б.П., Троянов А.К., Назаров А.Н., Фадеев В.А. (1989). Сейсмоакустические шумы на глубоких горизонтах. *Доклады АН СССР*, 309(2), с. 314-318.
- Дьяконов Б.П., Троянов А.К., Кусонский О.А., Назаров А.Н., Фадеев В.А. (1991). Геологическая информативность скважных исследований высокочастотных сейсмоакустических шумов. *Вулканология и сейсмология*, 1, с. 112-116.
- Дьяконов Б.П., Мартышко П.С., Троянов А.К., Астраханцев Ю.Г., Начапкин Н.И. (2010). Выделение периодичностей низкочастотных деформационных процессов в вариациях электромагнитного излучения в Уральской сверхглубокой скважине. *Доклады РАН*, 430(1), с. 105-107.
- Жадин В.В. (1971). О частотном составе записей продольных волн от удаленных землетрясений. *Изв. АН СССР, Сер. Физика Земли*, 5, с. 99-101.
- Зарембо Л. К., Красильников В.А. (1966). Введение в нелинейную акустику. Москва: Наука, 519 с.
- Крылов А.Л., Николаевский В.Н., Эль Г.А. (1991). Математическая модель нелинейной генерации ультразвука сейсмическими волнами. *Доклады АН СССР*, 318(6), с. 1340-1344.
- Кузнецов О.Л., Радван А.А., Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Колигаев С.О. (2016). Комплексирование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья (Новая методология сейсморазведки). *Технологии сейсморазведки*, 3, с. 38-47. DOI: 10.18303/1813-4254-2016-3-38-47.
- Лукк А.А., Дещеревский А.В., Сидорин А.Я., Сидорин И.Я. (1996). Вариации геофизических полей как проявление детерминированного хаоса во фрактальной среде. Москва: ОИФЗ РАН, 210 с.
- Максимов Л.А., Ведерников Г.В., Яшков Г.Н. (2015). Геодинамический шум залежей углеводородов и пассивно-активная сейсморазведка МОГТ. *Экспозиция Нефть и Газ*, 6(45), с. 55-57
- Науменко Б.Н. (1979). О явлении частичной ликвидации тектонических напряжений штормовыми микросейсмами. *Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли*, 8, с. 72-75.
- Николаев А.В., Троицкий П.А., Чеботарева И.Я. (1983). Способ сейсмической разведки: А.с. 1000962 СССР. № 3213796, Заявл. 08.12.80; Опубл. 28.02.83. *Открытия, изобретения*, 8, 4 с.
- Николаевский В.Н. (1996). Геомеханика и флюидодинамика. Москва: Недра, 448 с.
- Рыкунов Л.Н., Хаврошкин О.Б., Цыплаков В.В. (1983). Явление модуляции высокочастотных сейсмических шумов Земли. *Диплом на открытие №282 Госкомизобретений СССР*, М. с. 1.
- Сибиряков Б.П., Бобров Б.А. (2008). О природе возникновения акустической эмиссии при статическом нагружении песков. *Физическая мезомеханика*, 11(1), с. 80-84.
- Хаврошкин О.Б. (1999). Некоторые проблемы нелинейной сейсмологии. Москва: ОИФЗ РАН, 286 с.
- Чеботарева И.Я. (2012). Структура и динамика геосреды в шумовых сейсмических полях. Методы и экспериментальные результаты. *Акустика неоднородных сред. Ежегодник Российского акустического общества*. Москва: ГЕОС, 12, с. 147-156.
- Чеботарева И.Я., Володин И.А. (2012). Образы процесса гидроразрыва пласта в сейсмическом шуме. *Доклады РАН*, 444(2), с. 202-207.
- Чеботарева И.Я. (2017). Эмиссионная томография – базовый инструмент для технологий изучения месторождений углеводородов. *Актуальные проблемы нефти и газа*. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art8
- Chebotareva I. Ya., Kushnir A. F., Rozhkov M. V. (2008). Elimination of high-amplitude noise during passive monitoring of hydrocarbon deposits by the emission tomography method. *Izvestiya, Phys. Solid Earth*, 44, pp. 1002-1007.
- Chebotareva I. Ya. (2010a). New Algorithms of Emission tomography for passive seismic monitoring of a producing hydrocarbon deposit. Part I. Algorithms of Processing and Numerical Simulation. *Izvestiya, Phys. Solid Earth*, 46(3), pp. 187-198.
- Chebotareva I. Ya. (2010b). New Algorithms of Emission tomography for passive seismic monitoring of a producing hydrocarbon deposit. Part II. Results of Real Data Processing. *Izvestiya, Phys. Solid Earth*, 46(3), pp. 199-215.
- Chebotareva I. Ya. (2011). Methods for passive study of the geological environment using seismic noise. *Acoust. Phys.*, 57(6), pp. 857-865.
- Chebotareva I. Ya., Volodin I. A., Dryagin V. V. (2017). Acoustic Effects in the Deformation of Structurally Inhomogeneous Media. *Acoustical Physics*, 63(1), pp. 84-93.
- Chebotareva, I. Ya. (2018). Ray Tracing Methods in Seismic Emission Tomography. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 201-213. DOI: 10.1134/S1069351318020040
- Economides M., Oligney R., Valko P. (2002). Unified fracture design. Bridging the gap between theory and practice. Alvin. Texas: Orsa Press. 200 p.
- Diakonov B. P., Karryev B. S., Khavrishkin O. B., Nikolaev A. V., Rykunov L. N., Seroglazove R. R., Trojanov A. K., Tsyplakov V. V. (1990). Manifestation of earth deformation processes by high-frequency seismic noise characteristics. *Phys. Earth Planet. Inter*, 63, pp. 151-162.
- Leet L. D., Leet F. L. (1962). Cause of microseisms – a theory. *Geol. Soc. Amer. Bull.*, 72(8), pp. 1021-1022.
- Madariaga R. (1976). Dynamics of an expanding circular fault. *Bulletin of Seismological Society of America*, 66(3), pp. 669-666.
- Maxwell S. (2010). Microseismic: growth born from success. *The Leading Edge*, 29, pp. 338-343.
- Nanney C. A. (1958). Possible correlations between earthquakes and microseisms. *Nature*, 181, pp. 802-803.
- Rothert E., Shapiro S. A. (2007). Statistics of fracture strength and fluid-induced microseismicity. *Journal of Geophysical Research*, 112 (B04309), pp. 1-16. DOI: 10.1029/2005JB003959.
- Shapiro S. A., Rothert E., Rath V., and Rindschwentner J. (2002). Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. *Geophysics*, 6, pp. 7212-220.
- Tchebotareva I. Ya., Nikolaev A. V., Sato H. (2000). Seismic Emission Activity of Earth's Crust in Northern Kanto, Japan. *Phys. Earth Planet. Inter*, 120(3), pp. 167-182.

Сведения об авторе

Ирина Яковлевна Чеботарева – главный научный сотрудник

Институт проблем нефти и газа РАН
Россия, 117971, Москва, ул. Губкина, 3
E-mail: irinache@inbox.ru

Статья поступила в редакцию 14.06.2018;

Принята к публикации 19.07.2018;

Опубликована 30.08.2018

Emission seismic tomography – the tool to study fracturing and fluidodynamics of the Earth crust

I.Ya. Chebotareva

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract. The article presents the results of seismotomographic monitoring of emission sources associated with fractured zone, tectonic faults and fluid filtration in the high permeable rocks. It is shown that the Earth's natural seismic noise recorded by surface array can be used to study the geodynamic processes caused by the presence of such inhomogeneities. The source of useful information is the extremely weak spatially coherent component of the seismic wave field – the seismic emission generated by background deformation in the energy-saturated volumes of rocks. Additional external technological and natural impact activates latent volumes of geophysical heterogeneity, which reveals new emission targets hidden in the background state. It makes to conduct additional exploration of the field within a radius of several kilometers during hydraulic fracturing.

The article also touches on the history of discovery of the seismic emission phenomenon and the mechanisms of generation of a low-frequency branch of emission as a result of amplitude instability of envelopes of high-frequency acoustic oscillations excited as a result of energetic impact on the medium. Low-frequency emission (1-100 Hz) provides the remote study of high-frequency (1-100 kHz) emission oscillations in the energy-saturated volumes located at a great distance from the seismic array.

Keywords: emission seismic tomography, seismic emission, structurally inhomogeneous media, oil and gas field

Recommended citation: Chebotareva I.Ya. (2018). Emission seismic tomography – the tool to study fracturing and fluidodynamics of the Earth crust. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 238-245. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.238-245>

References

- Aki K., Richardson P. (1983). Quantitative seismology. Theory and methods. Moscow: Mir, v. 2, 831 p. (In Russ.)
- Aleksandrov S. I., Mishin V. A., Burov D. I. 2015. Problems of well and ground microseismic monitoring of hydraulic fracturing. *Expozitsiya Neft' i Gaz = Exposition Oil & Gas*, 6(45), pp. 58-63. (In Russ.)
- Astrahancev Yu.G., Guberian D.M., D'yakonov V.P., Pevzner S.L., Troyanov A.K., YAkovlev Yu.N. (2007). Geoacoustic noise in the Kola superdeep well. *Vestnik MGTU*, 10(2), pp. 231-235. (In Russ.)
- Atlas of temporal variations of natural processes. (1994). Project Man. N.P. Laverov. Ed. A.V. Nikolaev, A.G. Gamburgcev. Moscow: Nauchnyy mir, v. 1, 176 p. (In Russ.)
- Bovenko V. N. (1987). Self-oscillatory model of acoustoemission and seismic phenomena. *Dokl. AN SSSR*, 297(5), pp. 1103-1106. (In Russ.)
- Chebotareva I.Ya., Kushnir A.F., Rozhkov M.V. (2008). Elimination of high-amplitude noise during passive monitoring of hydrocarbon deposits by the emission tomography method. *Izvestiya, Phys. Solid Earth*, 44, pp. 1002-1007.
- Chebotareva I.Ya. (2010a). New Algorithms of Emission tomography for passive seismic monitoring of a producing hydrocarbon deposit. Part I. Algorithms of Processing and Numerical Simulation. *Izvestiya, Phys. Solid Earth*, 46(3), pp. 187-198.
- Chebotareva I.Ya. (2010b). New Algorithms of Emission tomography for passive seismic monitoring of a producing hydrocarbon deposit. Part II. Results of Real Data Processing. *Izvestiya, Phys. Solid Earth*, 46(3), pp. 199-215.
- Chebotareva I.Ya. (2011). Methods for passive study of the geological environment using seismic noise. *Acoust. Phys.*, 57(6), pp. 857-865.
- Chebotareva I.Ya. (2012). Structure and dynamics of geomedias in noise seismic fields. Methods and experimental results. *Akustika neodnorodnykh sred. Ezhegodnik Rossijskogo akusticheskogo obshchestva*. Moscow: GEOS, 12, pp. 147-156. (In Russ.)
- Chebotareva I.Ya., Volodin I.A. (2012). Images of Hydraulic Fracture in Seismic Noise. *Doklady Earth Sciences*, 444(1), pp. 621-625.
- Chebotareva I.Ya. (2017). Emission tomography – basic tool for technologies for studies of hydrocarbon deposits. *Akualnii problemi nefti i gasa = Actual problems of oil and gas*. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art8 (in Russ.)
- Chebotareva I.Ya., Volodin I.A., Dryagin V.V. (2017). Acoustic Effects in the Deformation of Structurally Inhomogeneous Media. *Acoustical Physics*, 63(1), pp. 84-93.
- Chebotareva, I.Ya. (2018). Ray Tracing Methods in Seismic Emission Tomography. *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*, 54(2), pp. 201-213. DOI: 10.1134/S1069351318020040
- Darwin D.G. (1965). Tides and related phenomena in the solar system. Moscow: Nauka, 106 p. (In Russ.)
- Diakonov B.P., Troyanov A.K., Nazarov A.N., Fadeev V.A. (1989). Seismoacoustic noise on deep horizons. *Doklady AN SSSR*, 309(2), pp. 314-318. (In Russ.)
- Diakonov B.P., Karryev B.S., Khavrishkin O.B., Nikolaev A.V., Rykunov L.N., Seroglazov R.R., Trojanov A.K., Tsyplakov V.V. (1990). Manifestation of earth deformation processes by high-frequency seismic noise characteristics. *Phys. Earth Planet. Inter*, 63, pp. 151-162.
- Diakonov B.P., Troyanov A.K., Kusonskiy O.A., Nazarov A.N., Fadeev V.A. (1991). Geological information of downhole surveys of high-frequency seismoacoustic noise. *Vulkanologiya i seysmologiya = Volkanology and Seismology*, 1, pp. 112-116. (In Russ.)
- Diakonov B.P., Martysenko P.S., Troyanov A.K., Astrahancev YU.G., Nachapkin N.I. (2010). Isolation of periodicities of low-frequency deformation processes in variations of electromagnetic radiation in the Ural superdeep well. *Doklady RAN*, 430(1), pp. 105-107. (In Russ.)
- Dinariyev O.Yu., Nikolaevskiy V.N. (1993). Creep of rocks as a source of seismic noise. *Doklady RAN*, 331(6), pp. 739-741. (In Russ.)
- Dinariyev O.Yu., Nikolaevskiy V.N. (1997). Multiple period increase in the propagation of waves in elastic bodies with a dissipative microstructure. *Izv. RAN, MTT*, 6, pp. 78-85. (In Russ.)
- Economides M., Oligney R., Valko P. (2002). Unified fracture design. Bridging the gap between theory and practice. Alvin. Texas: Orsa Press. 200 p.
- Galperin E.I., Vinnik L.P., Petersen N.V. (1987). On modulation of high-frequency seismic noise by tidal deformations of the lithosphere. *Izv. AN SSSR. Ser. Fizika Zemli*, 12, pp. 102-109.
- Gamburgcev G.A. (1960). *Izbrannyye trudy*. Moscow: AN SSSR, pp. 424-425. (In Russ.)
- Gapeev D.N., Erohin G.N., Rodin S.V., Sedajkin R.D., Smirnov I.I. (2014). New possibilities of applying passive microseismic monitoring for revealing structural-tectonic features of oil and gas fields. *Vestnik Baltijskogo federal'nogo universiteta im. I. Kanta*, 4, pp. 113-120. (In Russ.)
- Garagash I.A. (2002). Model of dynamics of fragmented media with moving blocks. *Fizicheskaya mezhmekhanika*, 5(5), pp. 71-77. (In Russ.)
- Golicyn B.B. (1960). *Izbrannyye trudy*. Moscow: AN SSSR, v. 2, pp. 411-413. (In Russ.)
- Gordeev E.I., Rykunov L.N. (1976). Spectra of P-waves from remote earthquakes in the frequency range 1-10 Hz. *Izv. AN SSSR. Ser. Fizika Zemli*, 7, pp. 90-92. (In Russ.)
- Havroskin O.B. (1999). Some problems of nonlinear seismology. Moscow: OIFZ RAN, 286 p. (In Russ.)
- Kouznetsov, A.A. Radwan, I.A. Chirkin, E.G. Rizanov, S.O. Koligaev. (2016). Combining seismic waves of different classes in exploration of hydrocarbon fields (new seismic exploration methodology). *Tekhnologii*

seysmorazvedki. (3), pp. 38-47. DOI: 10.18303/1813-4254-2016-3-38-47. (In Russ.)

Krylov A.L., Nikolaevskiy V.N., EHI' G.A. (1991). Mathematical model of nonlinear generation of ultrasound by seismic waves. *Doklady AN SSSR*, 318(6), pp. 1340-1344. (In Russ.)

Leet L.D., Leet F.L. (1962). Cause of microseisms – a theory. *Geol. Soc. Amer. Bull.*, 72(8), pp. 1021-1022.

Lukk A.A., Deshcherevskij A.V., Sidorin A.YA., Sidorin I.YA. (1996). Variations of geophysical fields as a manifestation of deterministic chaos in a fractal environment. Moscow: OIFZ RAN, 210 p.

Madariaga R. (1976). Dynamics of an expanding circular fault. *Bulletin of Seismological Society of America*, 66(3), pp. 669-666.

Maksimov L.A., Vedernikov G.V., Yashkov G.N. (2015). Geodynamic noise of hydrocarbon pools and passive and active seismic CDPМ. *Expozitsiya Neft' i Gaz = Exposition Oil & Gas*, 6(45), pp. 55-57. (In Russ.)

Maxwell S. (2010). Microseismic: growth born from success. *The Leading Edge*, 29, pp. 338-343.

Nanney C.A. (1958). Possible correlations between earthquakes and microseisms. *Nature*, 181, pp. 802-803.

Naumenko B.N. (1979). On the phenomenon of partial elimination of tectonic stresses by storm microseisms. *Izv. AN SSSR. Ser. Fizika Zemli*, 8, pp. 72-75. (In Russ.)

Nikolaev A.V., Troickiy P.A., Chebotareva I.YA. (1983). Method of seismic prospecting: A. C. 1000962 SSSR. No. 3213796, declared 08.12.80; Publ. 28.02.83. *Otkrytiya, izobreteniya*, 8, 4 p. (In Russ.)

Nikolaevskiy V.N. (1996). Geomechanics and fluid dynamics. Moscow: Nedra, 448 p. (In Russ.)

Rothert E., Shapiro S. A. (2007). Statistics of fracture strength and fluid-induced microseismicity. *Journal of Geophysical Research*, 112 (B04309), pp.1-16. DOI: 10.1029/2005JB003959

Rykunov L.N., Havroshkin O.B., Cyplakov V.V. (1983). The phenomenon

of modulation of high-frequency seismic noise of the Earth. Certificate No. 282, Moscow (In Russ.)

Shapiro S.A., Rothert E., Rath V., and Rindschwentner J. (2002). Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity. *Geophysics*, 6, pp. 7212-220.

Sibiriyakov B.P., Bobrov B.A. (2008). Origin of acoustic emission under static loading of sands. *Fizicheskaya mezomekhanika*, 11(1), pp. 80-84. (In Russ.)

Tchebotareva I. Ya., Nikolaev A.V., Sato H. (2000). Seismic Emission Activity of Earth's Crust in Northern Kanto, Japan. *Phys. Earth Planet. Inter.*, 120(3), pp.167-182.

Volodin I. A., Chebotareva I. Ya. (2014). Seismic Emission in Technological Impact Zones. *Acoustical Physics*, 60(5), pp. 543-554. DOI: 10.1134/S1063771014050145

Zarembo L.K., Krasilnikov V.A. (1966). Introduction to nonlinear acoustics. Moscow: Nauka, 519 p. (In Russ.)

Zhadin V.V. (1971). On the frequency composition of longitudinal wave records from remote earthquakes. *Izv. AN SSSR, Ser. Fizika zemli*, 5, pp. 99-101. (In Russ.)

About the Author

Irina Ya. Chebotareva – Chief Researcher
Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy
of Sciences
Gubkin st., 3, Moscow, 117971, Russian Federation
E-mail: irinache@inbox.ru

Manuscript received 14 June 2018;

Accepted 19 July 2018; Published 30 August 2018

Использование вызванной акустической эмиссии коллекторов для обнаружения и извлечения углеводородов

В.В. Дрягин

ООО «Научно производственная фирма Интенсоник», Екатеринбург, Россия
E-mail: vvdryagin@mail.ru

Представлены результаты исследования сейсмоакустической эмиссии, возникающей в насыщенной пористой геологической среде при силовом акустическом воздействии на кернах и в скважинах. Показано, что волновое воздействие эффективно влияет на увеличение проницаемости относительно первоначального значения, и вызванная волновым воздействием акустическая эмиссия насыщенной пористой среды служит надежным источником информации о ее фильтрационно-емкостных свойствах.

В механизм акустической эмиссии вносит вклад градиент гидростатического давления, который создает фильтрацию флюида. При этом, чем больше проницаемость керна, тем шире полоса частот эмиссии, чем меньше проницаемость, тем более узкая полоса спектра, которая приближается к виду дискретного набора частот. Аналогичные данные получены в нефтяных пластах, где непрерывный спектр характерен для пористых песчаников терригенных коллекторов, а одиночные узкополосные спектры – для трещиноватых карбонатных коллекторов.

Принцип возбуждения в продуктивном пласте волн упругой энергии большой интенсивности и регистрации волн эмиссионного происхождения обеспечивает получение надежной информации о продуктивности пласта как в перфорированной скважине, так и в неперфорированной скважине, и может дать рекомендации по выбору интервала перфорации, а также стимулировать приток нефти из пласта.

Ключевые слова: сейсмоакустическая эмиссия, акустическое воздействие, насыщенная пористая среда, спектр вызванной акустической эмиссии, проницаемость коллектора.

Для цитирования: Дрягин В.В. (2018). Использование вызванной акустической эмиссии коллекторов для обнаружения и извлечения углеводородов. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 246-260. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.246-260>

Исследования на кернах

Эмиссия упругой энергии в продуктивном пласте-коллекторе, который обладает смешанной насыщенностью и широким диапазоном фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), имеет свои особенности по сравнению с сейсмоакустической эмиссией геологической среды, обусловленной ее напряженным состоянием в отсутствие насыщения. Прежде всего, это связано с наличием и свойствами внутренних источников сейсмоакустической эмиссии в этих средах. Исследованиям механизмов эмиссии в гетерогенной системе с различной насыщенностью коллектора посвящен целый ряд работ теоретического и экспериментального характера (Чеботарева, Володин, 2012; Пиковский, 2003; Володин, 2003; Руденко, 2006; Терцаги, 1961; Николаевский, Степанова, 2005; Вильчинская, Николаевский, 1984; Курленя и др., 1993; Дрягин, 2013).

Сейсмоакустическая томография нефтяной залежи, основанная на ее высоком эмиссионном потенциале и временной устойчивости процессов излучения упругой энергии, обеспечивает надежный источник информации для поиска нефти и газа. Особое значение здесь имеет изучение реакции среды на внешнее механическое воздействие и опосредованное воздействие, возникающее в самой среде под действием, так называемой вызванной сейсмоакустической эмиссии (Дрягин, 2013; Хисматуллин, 2007). Именно этот механизм является наиболее эффективным

средством локального воздействия на насыщенную среду, который может изменить эффективную проницаемость нефти и обеспечить, тем самым, повышение ее фильтрационных свойств. При этом излучение поля вызванной упругой энергии захватывает диапазон от единиц герц до десятков килогерц и зависит от структуры и состава насыщенной пористой среды.

Эмиссионные низкочастотные сигналы формируются и в сухих песках (Вильчинская, Николаевский, 1984) по мере распространения цуга колебаний от источника излучения к приемнику. При этом по мере увеличения области распространения фронта волны, увеличивается длительность и число низкочастотных колебаний в спектре акустической эмиссии. Происхождение низкочастотных колебаний связывают со значительным относительным смещением частиц в условиях их обжатия, т.е. уплотнения рыхлых песков, а в случае обжатия гранита, с началом развития трещин и развала образца на части (Воронина, Епифанов, 1980). В этом случае стадии разрушения гранита сопровождаются излучением акустической эмиссии, начиная с диапазона 1-12 кГц, появления трещин 100-800 Гц, и в конце разрушения спектр сигнала сосредоточен в диапазоне 2-50 Гц с максимумом 12,5 Гц.

В работах Николаевского (Николаевский, 1992; Николаевский, 2005) приводятся модели формирования доминантных частот в пластах, насыщенных водой и нефтью, связанных с фильтрацией и изменением фазовых проницаемостей под действием вибраций естественного или искусственного происхождения. Анализируя причины

положительного влияния слабого сейсмического воздействия на увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи, автор указывает на механизмы формирования упругих высокочастотных колебаний в пласте за счет трений на контактах трещин и зерен.

Низкочастотные колебания в нефте- и водонасыщенном пласте наблюдались многими авторами (Беляков и др., 2004; Алексеев и др., 2004; Курленя, Сердюков, 1999; Барабанов и др., 1987; Позняков, 2005; Dangel, 2003; Engelbrecht, 1988), причем диапазон частот примерно совпадал и состоял в пределах 1,5-50 Гц в виде дискретных частот, например, 18, 20, 24 Гц и т.д.; все зависело от свойств объекта в месте проведения экспериментов. Главная особенность здесь состояла в том, что одни и те же частоты наблюдались как для нефтенасыщенного пласта, так и для водонасыщенного пласта. Конечно, все зависело от соотношения вода/нефть в пласте и его фильтрационных свойств.

Использование источников волнового воздействия (ВВ) с различными узкими параметрами воздействия и попытки объяснить механизм только в рамках этих своих параметров воздействия не позволяют оценить взаимодействие волнового поля с пористой средой в едином процессе, который охватывает широкий диапазон частот и взаимодействие между диапазонами.

В работах (Venkitaraman, 1995; Roberts, 2000; Roberts, 2005) приводятся результаты успешного использования энергии волнового поля в ультразвуковом диапазоне для удаления различного рода твердых частиц из насыщенной пористой среды.

Так, проницаемость насыщенного песчаника и известняка увеличивается в 3-7 раз после ультразвуковой обработки зерна волновым полем интенсивностью 20-250 Вт/м² на частоте 20-80 кГц (Venkitariman, 1995) при этом эффективность по глубине очистки от твердых частиц глины, грязи и фильтрата бурового раствора составляет не более 2,5 дюйма.

По результатам опытов с кернами (Roberts, 2000) воздействие акустической энергией с удельной мощностью 300-4500 Вт/м² на частоте 20 кГц позволяет эффективно удалять парафиновые и асфальтеновые отложения в пористом песчанике и восстанавливать его эффективную проницаемость до глубины 12-15 см.

В работе (Митрофанов и др., 1998) рассматриваются результаты лабораторных исследований по влиянию акустического воздействия (АВ) на фазовые проницаемости по нефти ($K_{прн}$), по воде ($K_{прв}$) и коэффициент вытеснения ($K_{вт}$) нефти водой в коллекторах терригенного типа. Опыты были поставлены с соблюдением пластовых условий и показали, что наиболее чувствительной к АВ является связанная фаза нефти, которая дольше сохраняет изменённые свойства и предопределяет вязкость коллоидной УВ системы в целом. В работе отмечается, что акустическое воздействие продолжительностью 10-15 минут приводит к увеличению проницаемости по нефти на 17-40%. Эффективная вязкость нефти при этом снижается на 8-9%, а доля неподвижной фазы уменьшается в сравнении с исходной в 2 раза. Механизм этих процессов авторы связывают с перераспределением молекул УВ за счёт ослабления водородных связей. Параметры поля акустического воздействия, близки к параметрам

в предыдущих работах: удельная мощность 20000 Вт/м² на частоте 19 кГц.

Волновое воздействие в низкочастотной области 1-500 Гц имеет также многочисленные примеры увеличения подвижности многофазного флюида в коллекторах продуктивных пластов. Пример анализа результатов низкочастотного динамического воздействия в работе (Roberts, 2005) показывает обоснованность интереса в области исследования механизмов фильтрации флюидов в поровом пространстве с помощью лабораторных исследований и построения на их основе теоретических моделей. В этой работе сообщается о свойствах потока флюидов с резко различной вязкостью в поровом пространстве кернов под влиянием внешнего низкочастотного волнового поля. При этом отмечается принципиальная разница в поведении потока флюида при наложении волнового поля, а именно снижение перепада давления в керне для флюидов с малой вязкостью (декан+водный раствор) и повышение давления при движении флюида с большой вязкостью (нефть+водный раствор). Причина такого разнонаправленного поведения флюидов объясняется различным механизмом смачивания нефти и декана с поверхностью гидрофильного порового пространства керна в поле динамического волнового воздействия. В этой работе впервые показано, что низкочастотное волновое воздействие в керне также эффективно для восстановления проницаемости порового пространства, как и высокочастотное. Поскольку низкочастотное воздействие имеет большую глубину проникновения в геологическую среду, оно предпочтительней в технологическом отношении. В тоже время, в работе указывается на противоречие: с одной стороны, низкочастотное воздействие мобилизует нефть на заранее подвижной воде и тем самым увеличивает долю нефти в потоке флюида, а, с другой стороны, нефть, как более вязкая, закрывает поры, как только начинает двигаться.

В работе установлена связь механического напряжения и вызванной им деформации под действием внешнего динамического волнового воздействия с изменениями порового давления. Оценка величины этого давления не превышает 2,4 кПа при достижении порогового уровня напряжения динамического волнового воздействия амплитудой 600 кПа при котором наблюдались изменения потока флюида. Указывается также, что влияние изменений порового давления более важно для повышения порового потока, чем механические напряжения, производимые внешним воздействием.

Необходимо отметить, что изменение порового давления может произойти в результате фазовых переходов углеводородов и последующей их дегазации под действием внешнего акустического поля (Степанова, и др. 2003; Степанова, и др. 2005) на различных частотах. При этом изменение давления может составлять от 50 кПа до 1000 кПа в зависимости от газового фактора и параметров волнового воздействия.

Напряженно деформированное состояние пористой среды вызывает акустическую эмиссию (АЭ), а характер насыщения влияет на процесс накопления упругой энергии и выделения ее в виде АЭ (Хисматуллин, 2007). При этом для инициирования сигналов АЭ достаточно малого внешнего возмущения, которое по амплитуде

соизмеримо с естественным фоном АЭ в напряженно деформированном состоянии. В этой работе указывается, что керны, насыщенные нефтью, обладают максимальной величиной накопленной энергии и соответственно высокой скоростью выделения энергии, которая имеет импульсный характер. В кернах, насыщенных водой, наблюдался стабильный спад выделения энергии, при этом дисперсия сигнала АЭ в воде была как минимум в 2-3 раза меньше, чем в нефти. Эта закономерность была обнаружена и в нефтяной залежи при исследованиях в наземных и скважинных условиях (Дрягин, 2013; Графов, и др., 1998; Дрягин и др., 2005; Дрягин, 2001).

Таким образом, по целому ряду работ, связанных с изучением механизмов волнового воздействия на насыщенную пористую среду, оценка диапазона изменения порового давления может составлять 2-3 порядка. При этом указывается на существование порога давления в порах, приводящее к движению флюида, а также на механизм не установившегося его движения.

Очевидная связь эмиссионной активности насыщенной пористой среды и гидравлического давления в порах которая возникает во время волнового воздействия, требует изучения ее механизмов и количественных соотношений выделяемой упругой энергии с параметрами среды.

Для исследования процессов акустической эмиссионной активности в кернах в условиях напряжено деформированного состояния, фильтрации флюида и наложении волнового воздействия был поставлен эксперимент на установке УИК-АЭ.

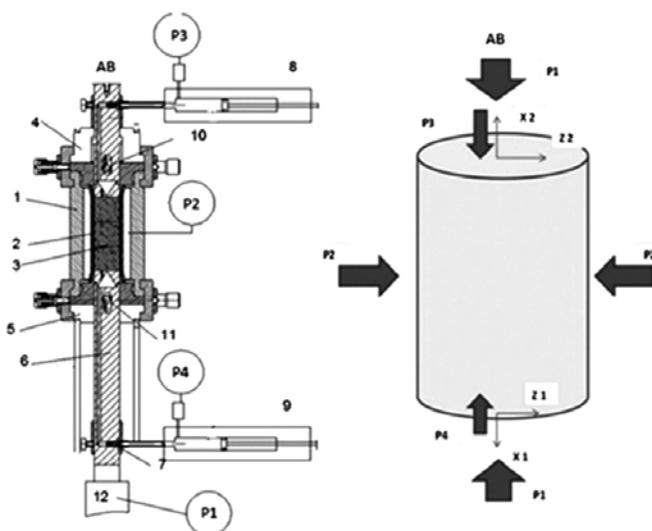


Рис. 1. Конструкция узла крепления керна, схема приложений усилий и расположения измерительных датчиков в установке УИК-АЭ. P1 – осевое давление сжатия, P2 – давление обжатия керна, P4 – давление флюида на входе керна, P3 – давление флюида на выходе керна, X1 и Z1 датчики ускорения продольных и поперечных колебаний на входе керна, X2 и Z2 датчики на выходе керна. Вход и выход керна – это условное обозначение относительно подачи насыщающего флюида. Основные узлы кернодержателя: 1 – камера высокого давления, 2 – резиновая манжета, 3 – керн, 4 и 5 – разборные элементы крепления и герметизации керна – фланцы с уплотнительными кольцами и хомутами фиксации, 6 – нижняя опора керна для передачи осевого усилия и подачи флюида, 7 – входной герметичный штуцер для ввода флюида, 8 и 9 – условное обозначение плунжерных насосов для приема (8) и подачи (9) флюида в керн, 10 и 11 – измерительные датчики акустической эмиссии.

Эксперименты проводились с образцами кернов пористого, слабо глинизированного песчаника пласта БС10(2-3) Тевлинско-Русскинского месторождения, Западная Сибирь (Чеботарева и др., 2016). Размеры составного керна: диаметр – 30 мм, длина – 90 мм. Первый образец керна (образец №1) имел параметры: пористость – $K_{no}=(20,5-21,4)\%$, проницаемость – $K_{np}=(89,31-89,99)*10^{-3}$ мм², второй образец №2 – $K_{no}=(16,6-16,8)\%$, $K_{np}=(8,02-10,47)*10^{-3}$ мм².

Схема приложения воздействующих усилий на керн и расположения измерительных датчиков показана на рис. 1.

Исследования волновых эмиссионных процессов в кернах производились в условиях максимально приближенных к пластовым давлениям. Процесс сжатия образца до давлений близких к пластовым условиям состоял из двух составляющих: первое – осевое сжатие (P1) с целью создания напряженного состояния, соответствующего горному давлению, второе – гидростатическое обжатие керна с целью создания пластового давления (P2) жидкости. Керн был предварительно насыщен остаточной водой в соответствии с отраслевыми стандартами исследования кернов. Во время подъема давления непрерывно происходила запись всех параметров давления жидкости и сигналов акустической эмиссии с соответствующей частотой дискретизации.

В основе сейсмоакустической томографии нефтяной залежи лежит высокий эмиссионный потенциал и временная неустойчивость процессов излучения упругой энергии (Хисматуллин, 2007; Николаевский, 1992; Николаевский, 2005). В механизм формирования акустической эмиссии в насыщенной пористой среде вносит вклад градиент давления, который обеспечивает фильтрацию флюида. Для изучения вклада этого явления в процесс образования АЭ был поставлен опыт на двух образцах кернов терригенного типа с различной проницаемостью из Тевлинско-Русскинского месторождения. Опыты проводились также на установке УИК-АЭ (Рис. 1), при предварительном нагружении керна осевым давлением P1 в пределах 10-21 МПа и давлением обжатия P2 33-35 Мпа. Фильтрация осуществлялась при помощи подачи жидкости на вход керна плунжерным насосом P4, в результате чего возникал перепад давления по керну $\Delta P = P4 - P3$, который устанавливался в соответствии с величиной его проницаемости (Рис. 2).

Для керна с большой проницаемостью $K_{np}=(89,31-89,99)*10^{-3}$ мм², рост давлений происходил быстрее и достигал предела за 4-5 секунд, в то время как для второго образца, с малой проницаемостью $K_{np}=(8,02-10,47)*10^{-3}$ мм², рост давления не завершился за 20 секунд наблюдения, при одинаковых условиях подачи флюида на вход керна при помощи насоса (Рис. 2б,г). На протяжении всего времени подачи флюида производилась запись сигналов акустической эмиссии при помощи датчика X2 на выходе керна (Рис. 2а, в). Зачерненная область на этих графиках после 63 секунды (Рис. 2а) и после 211 секунды на (Рис. 2в) соответствуют моменту включения акустического излучателя установленного на выходе керна.

Оказалось, что во время акустического воздействия на керн гидравлическое давление, изменяющееся в нем по постоянной составляющей, имело еще и колебательный

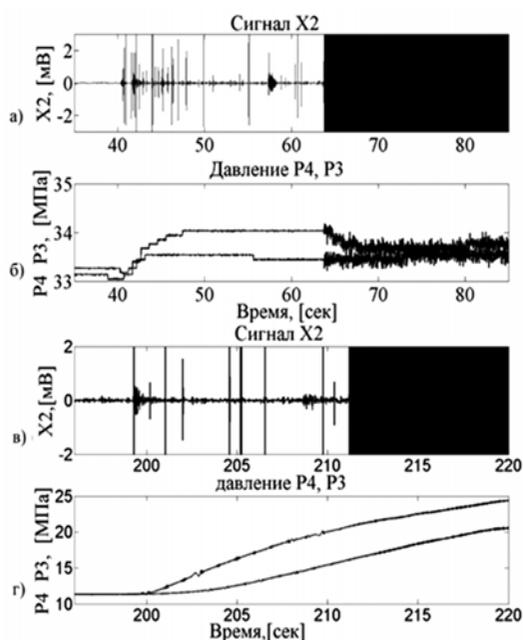


Рис. 2. Движение флюида в ядрах, влияние акустического воздействия на процесс фильтрации

характер, что и было зарегистрировано датчиками давления на входе и выходе ядра (Рис. 1). При этом вариации давления зависели от проницаемости ядра. Тренд их постоянных составляющих отражал изменения интегральных фильтрационных свойств всего ядра, которые можно оценить при помощи расчета проницаемости относительно начальной, до акустического воздействия в соответствии с законом Дарси. Но вначале необходимо рассмотреть процессы колебательного характера эмиссии и давления и сопоставить величину их энергии для разработки возможной модели физического процесса в поровом пространстве под влиянием внешнего акустического поля.

Таким полем воздействия в данных опытах служило поле излучения стержневого магнитострикционного излучателя. Излучатель соединен с волноводом, который, в свою очередь, плотно прижимается к ядру. Внутри волновода расположен канал для прокачки флюида и датчик акселерометр, расположенный в непосредственной близости к ядру.

Фильтрация в ядре существенно изменяется под влиянием внешнего волнового воздействия, что, в конечном итоге, приводит к изменению абсолютной проницаемости пористой среды для флюида любого типа, который находится в его порах. В опытах с фильтрацией (Рис. 2) была сделана оценка энергии, которая выделяется в жидкости порового пространства во время акустического воздействия, на этапе воздействия на ядро. Для вычисления плотности энергии высокочастотных колебаний давлений в ядре была использована разность $\Delta P = P_4 - P_3$. По амплитуде P_m этой разницы определялась плотность энергии, высокочастотной составляющей колебаний жидкости в зависимости от частоты. Частота при этом определялась методом Гильберта-Хуанга (Huang, 1998).

Взаимодействие волн поля упругих колебаний конечной амплитуды с поведением потока флюида в поровом пространстве на ядрах изучалось в работах (Venkitaraman, 1995; Roberts, 2000; Roberts, 2005), а также в работах (Хисматуллин, 2007; Митрофанов и др.,

1998). В лабораторных экспериментах (Roberts, 2005) было показано, что при волновом воздействии на ядро происходили связанные флуктуации порового давления. При этом оценка пульсаций порового давления составила 1,2–4,8 кПа, которого оказалось достаточно для стимулирования порового флюидопотока. Указываются основные механизмы влияния на поток, основанные на разрушении глинистых частиц и изменении смачиваемости пор флюидом под действием низкочастотных волновых колебаний от внешнего источника. Движение глинистых частиц относительно флюида или матрицы могут возникнуть если локальное поровое давление флюида будет генерироваться в поровом пространстве и составит указанную величину. Первоисточником этих пульсаций давления служила осевая стимуляция волнового воздействия от внешнего активатора с параметрами поля с порогом 600 кПа, при котором наблюдались изменения флюидопотока.

В опытах на установке УИК-АЭ использовался магнитострикционный акустический преобразователь с частотой излучения 19,3 кГц, подключенный к генератору питания, который обеспечивал удельную излучаемую мощность не менее 8 Вт/см² на торцевой поверхности ядра. При известном акустическом импедансе ядра можно оценить акустическое давление, которое развивает этот излучатель в ядре, и сопоставить параметры поля излучения активаторов в установках (Roberts, 2005) и УИК-АЭ (Табл. 1).

Прием сигналов давления, и в том и в другом случае, производился при помощи датчиков, расположенных на корпусе камеры ядеродержателя. В установке УИК-АЭ это датчики давления, установленные в канале гидросистемы в непосредственной близости к входу и выходу ядра, позволяющие регистрировать постоянную и переменную составляющую давления от 0 до 100 Гц (Рис. 2).

Вариации постоянной составляющей давлений P_4 и P_3 в образце №1 имеют более быстрый характер чем в образце №2 (Рис. 3а, в). В соответствии с законом Дарси, зная величину перепада давления по длине ядра, можно определить проницаемость в течение всего процесса АВ на ядро относительно начальной, до воздействия (Рис. 3б, г). Таким образом, для более проницаемого ядра процесс увеличения проницаемости в акустическом поле происходит за 20 секунд, достигает максимума, превышающего начальное значение в 2,5 раза, и затем снижается, возвращаясь к исходному, поскольку поддержание постоянного потока в этом опыте не производилось. Для второго образца с низкой проницаемостью рост давлений происходил значительно медленнее (Рис. 3в), и соответственно его относительная проницаемость изменяется медленнее и не достигает предельного значения за время опыта. Кроме того, изменение проницаемости носит колебательный

Источник происхождения	Установка	Установка
	Peter M. Roberts	УИК-АЭ
Параметр	Давление, кПа/Частота, Гц	Давление, кПа/Частота, Гц
Волновое воздействие	(300–1200)/(25–70)	(1800–2300)/19300
Регистрация давления	(1,2–4,8)/(25–70)	(200–500)/(4–100)

Табл. 1

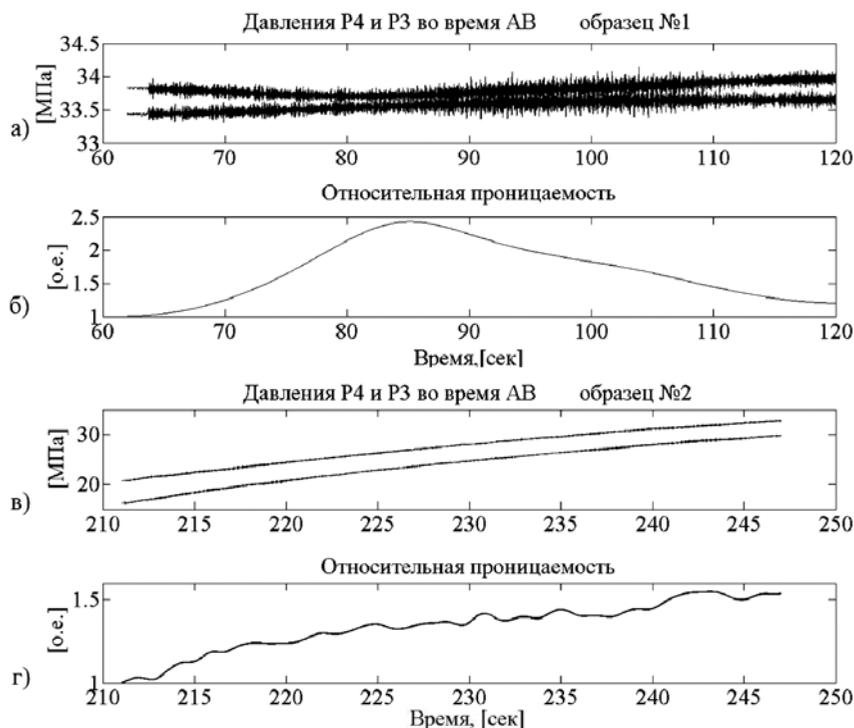


Рис. 3. Изменения относительной проницаемости кернов в процессе акустического воздействия

характер, который свидетельствует о дискретности фильтрации потока флюида в керне.

Необходимо отметить различие в результатах волнового воздействия на флюидопоток в керне. Так в работе (Roberts, 2005) показано, что низкочастотное воздействие может стимулировать поток, при этом поровое давление пульсировало под действием внешнего поля на той же частоте. В опыте на установке УИК-АЭ, волновое воздействие на высокой частоте вызывало акустическую эмиссию и вариации давления на низкой частоте, таким образом среда сама трансформирует волновое воздействие в область присущей ей низкой доминирующей частоте, что является ее свойством синхронизации процесса фильтрации. Это же отмечается в (Roberts, 2005) при том, что на условиях возбуждения волнового воздействия на частоте 25-70 Гц происходили связанные флуктуации порового давления.

Спектр сигнала акустической эмиссии в кернах в процессе фильтрации флюида до начала акустического воздействия приведен на рис. 4. Анализ спектра выполнен при помощи оконного преобразования Фурье, в скользящем окне заданной длины. Параметры преобразования подбирались оптимальным образом для выявления деталей процесса во времени, которые являются характерными данному типу коллектора. В данном случае частотный диапазон спектрограммы составлял от 50 до 20000 Гц. Спектрограмма показывает отчетливый дискретный характер набора частот в сигнале акустической эмиссии в керне на стадии подъема разности давления $\Delta P = P_4 - P_3$.

На рисунке показано изменение суммарной энергии акустической эмиссии в керне в зависимости от его проницаемости. Так в кернах малой проницаемости (8 мД) наибольший вклад в спектр энергии АЭ вносит высокочастотная составляющая, порядка 12 кГц. При этом изменение энергии во время фильтрации флюида по сравнению с фоновым значением составляет всего 2,3%. В кернах с

большой проницаемостью (89 мД) энергия АЭ распределена в широком диапазоне, начиная с десятков герц, что свидетельствует о наличии фильтрации в поровом и трещиноватом пространстве. Кроме того, динамика энергии составляет уже 101% при аналогичных условиях. В тоже время абсолютная энергия АЭ имеет противоположный характер. Так, в хорошо проницаемом керне энергия в 7-10 раз меньше, чем в более плотном образце.

Метод получения такого спектра состоит в выборе ограниченного числа спектральных линий, которые имеют максимальное значение в спектре сигнала из скользящего окна. Спектр этого сигнала имеет дискретный характер, причем значения пиковых частот подпадают под закономерность нелинейного закона распределения во всем диапазоне исследования. Таким законом может быть, к примеру, нелинейность среды с дисперсией. В этой среде происходит взаимодействие ограниченного числа волн, связанных с условиями резонанса частот и волновых векторов, т.е. с условиями синхронизма (Адронов, и др. 1981). В соответствии с теорией нелинейных систем, при взаимодействии нелинейно связанных осцилляторов возможны два варианта поведения нелинейной системы, а именно: распадная неустойчивость и слияние волн. В частности, известно взаимодействие колебаний между собой, например, в системе трех нелинейно связанных осцилляторов, которое порождает в системе колебания с комбинационными частотами. В этом случае выполняется условие резонанса частот и указывается, что может происходить обмен энергией между осцилляторами, при котором энергия возбужденного ВЧ осциллятора передается двум НЧ осцилляторам, или обратный процесс – слияние низкочастотных колебаний. Такое взаимодействие имеет, например, место в системе трёх нелинейно связанных осцилляторов, описываемой системой уравнений:

$$\ddot{x}_i + w_i^2 x_i = \mu \alpha_i x_j x_k; \quad i = 1, 2, 3; \quad j, k \neq i.$$

При малом μ – это слабо нелинейная система.

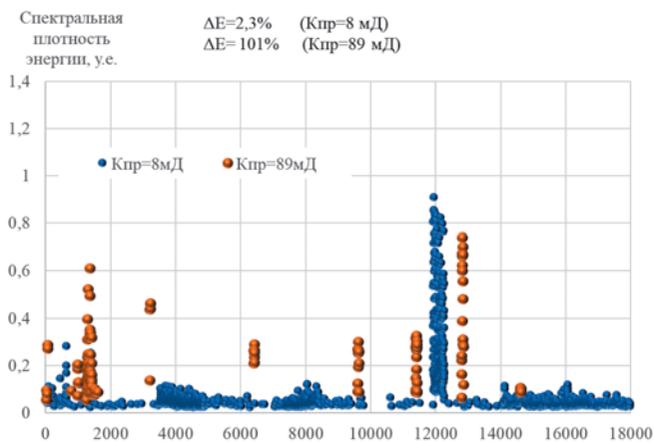


Рис. 4. Дискретный спектр акустической эмиссии в процессе фильтрации флюида (Гц)

Поведение её близко к суперпозиции квазигармонических колебаний осцилляторов с медленно меняющимися амплитудами. Благодаря нелинейной связи колебания двух осцилляторов с частот w_1 и w_2 порождают в системе колебания с комбинацией частотами w_1 и w_2 . Действие малой нелинейности накапливается, если выполнено условие резонанса частот:

$$w_1 + w_2 = w_3.$$

При деформировании песчаника, который является неоднородной средой, характерной для нефтяного коллектора, и при наложении акустического поля в нем происходит формирование волновых процессов. Возникающая при этом акустическая эмиссия представлена как дискретной, импульсной, так и непрерывной шумоподобной компонентой (Сбоев, 1988; Чеботарева и др., 2017; Чеботарева, 2016). Акустическая эмиссия связана с ускоренным движением дислокаций, выходом дислокаций на свободную поверхность и последующим образованием и развитием трещин, а также других процессов трения локальных контактов микрошероховатых поверхностей (Грешников, Дробот, 1976; Крылов, 1983; Робсман, 1996). Данные механизмы акустической эмиссии подходят для обоснования излучения в килогерцовом диапазоне частот, но они не объясняют генерацию в низкочастотном участке спектра (десятки и сотни герц). Кроме того, необходимо понимание механизма связи процессов, происходящих одновременно в высокочастотной и низкочастотной части спектра.

Одним из таких механизмов может служить механизм генерации низкочастотной ветви сейсмической эмиссии, на частотах огибающей высокочастотных колебаний элементов геосреды как результат эффекта модуляционной неустойчивости Лайтхилла. Такая составляющая эмиссии развивается в массиве горной породы при синхронном действии нелинейности и дисперсии (Володин, Чеботарева, 2014). Разница между диапазонами несущей и модуляционной волн определяется масштабным фактором дискретной среды, т.е. отношением размеров фрагментов и зоны их контактов и может достигать величины 10^4 и более. Взаимодействие высокочастотной и модуляционной волн осуществляется через режим неустойчивости – самомодуляции. Такие режимы являются предельно чувствительными к любым внешним воздействиям, в том числе и к акустическим воздействиям по данной технологии.

Такие же дискретные частоты наблюдались при анализе вызванной акустической эмиссии (ВАЭ) в скважинах.

При исследовании типов флюидальных систем осадочных нефтегазоносных бассейнов (Абукова, 1997; Сбоев, 1998), указывается, что один из них – геодинамический (ГФС) – связан с цепочкой процессов: геодинамического сжатия, повышения потенциальной энергии упругой деформации и возникновения микросейсмического шума. При этом указывается, что при внешнем упругом воздействии возникают квазирезонансные микросейсмические колебания с амплитудами в 2-3 раза превышающими амплитуды провоцирующих колебаний. Как следствие, наложение на флюидальную систему даже малых волновых воздействий, при сохранении геологической структуры, приводит к переводу части энергии деформации в высокочастотную энергию, которая влечет за собой флюидодинамические нелинейные явления.

Подтверждается действие механизма передачи упругой энергии из одного частотного диапазона в другой, отстоящие в спектре на один – три порядка, при участии энергии неограниченного источника упругой деформации локальной зоны геосреды и информационно-энергетического упругого воздействия от внешнего волнового источника.

Таким образом, установлена прямая связь насыщенности порового пространства и акустической эмиссии, причем наибольшие изменения эмиссии происходят в низкочастотной области спектра. Вероятно, эти изменения обусловлены влиянием синхронизирующего фактора флюида в механических вибрациях структуры порового пространства керна под действием внешней статической нагрузки.

В механизм акустической эмиссии вносит вклад градиент гидростатического давления, который создает фильтрацию флюида. При этом, чем больше проницаемость керна, тем шире полоса частот эмиссии, чем меньше проницаемость, тем более узкая полоса спектра, которая приближается к виду резонансной кривой. Аналогичные данные получены в нефтяных пластах, где непрерывный спектр характерен для пористых песчаников терригенных коллекторов, а одиночные узкополосные спектры – для трещиноватых карбонатных коллекторов.

Акустическая эмиссия в пористых и трещиновато-пористых проницаемых средах усиливается при насыщении и фильтрации флюида, что служит важным информативным признаком продуктивности и фильтрационных свойств коллекторов.

Внешнее волновое воздействие в равной мере эффективно влияет на увеличение проницаемости в широком диапазоне параметров волнового поля – от сейсмического (единицы герц) до ультразвукового. Так, волновое воздействие на низких и высоких частотах приводит к одинаковому количественному возрастанию относительной проницаемости на десятки и сотни процентов относительно первоначального значения.

Как наиболее вероятные, механизмы увеличения проницаемости в волновом поле (например, увеличение смачиваемости поверхности пор и ослабление водородных связей, что приводит к возрастанию подвижности флюида в порах) являются необходимым условием этого эффекта. Однако вариации внутри порового давления

несут в себе более существенную информацию о сложных механизмах движения флюида в порах и взаимодействия его с поверхностью, которые отражают волновые резонансные процессы взаимодействия потоков энергий на разномасштабных уровнях.

Таким образом, увеличение проницаемости при любых частотах внешнего воздействия, дискретность ее изменений при стационарных параметрах воздействия свидетельствуют о способности среды к синхронизации процесса фильтрации и синхронизации на много масштабных уровнях. Накопление экспериментального материала и создание моделей этих процессов является актуальной задачей физики нефтяного пласта.

Исследования в скважинах

Исследования способов детализации обнаружения остаточных запасов углеводородов при разработке месторождений методами нелинейной геофизики, основанными на изменении свойств насыщенной пористой среды под действием физических полей, получили в последнее время новые и достаточно убедительные данные. На принципе возбуждения в продуктивном пласте волн упругой энергии большой интенсивности и регистрации волн эмиссионного происхождения основана технология управления нефте-газодобычей месторождения.

Этот принцип реализован в цикле: акустическое воздействие – каротаж акустической эмиссии. Возбуждаемые волны упругой энергии способствуют запуску физико-химических процессов в пласте, приводящих к увеличению фазовой проницаемости нефти и газа, а регистрируемые упругие эмиссионные волны несут информацию о характере насыщенности и фильтрационных свойствах этих пластов, что позволяет осуществлять управляемое воздействие на продуктивную залежь.

Технические средства позволяют выполнить всю технологию за одну спускоподъемную операцию малогабаритным прибором диаметром 43 мм. Программный комплекс управления, регистрации и анализа промыслово-геофизической информации обеспечивает возможность принятия решения по оптимизации технологии в процессе ее выполнения.

На современном этапе развития этой технологии можно привести многочисленные примеры успешного ее применения на различных месторождениях страны и за рубежом. Однако главное преимущество технологии заключается в наличии возможности адаптации ее к промыслово-геофизическим условиям эксплуатации объекта воздействия в реальном времени. Результаты такого подхода к методу акустического воздействия можно показать на примере месторождений Лукоил в Пермской области и в Западной Сибири. Ранее были опубликованы материалы по результатам использования метода акустического воздействия в сочетании с полноценными гидродинамическими исследованиями (ГДИ) месторождений, которые показали его высокую эффективность (Мерсон и др., 1999; Митрофанов и др., 1998).

В (Мерсон, и др. 1999) приведены анализ возможности ультразвука в нефтедобыче и оценка причин редкого использования метода в промысловой практике. Такие причины заключаются в основном в отсутствии обоснованности выбора объектов обработки и критериев выбора

режимов акустического поля с учетом петрофизических свойств пород-коллекторов и технических параметров состояния системы «скважина-пласт» в целом. Эти выводы сделаны на основании детальных гидродинамических исследований, которые были спланированы и выполнены в цикле АВ – ГДИ (Митрофанов и др., 1998). К сожалению, подобные работы в дальнейшем, по экономическим соображениям, не были реализованы в промышленных масштабах. Это было следствием сложности и большой трудоемкости проведения ГДИ на месторождении, в том числе по причине низкого технического состояния в те времена средств контроля параметров добычи. В тоже время, материалы по исследованию фильтрационно-емкостных свойств, полученные в этой работе, дали важные параметры пласта и их изменения под влиянием АВ, которые легли в основу методики оперативного контроля технологического процесса в реальном времени.

Основные параметры пласта, опубликованные в (Митрофанов и др., 1998) и частично приведенные в (Мерсон и др., 1999), – проницаемость и гидропроводность призабойной и удаленной зоны пласта, дебит скважин, продолжительность эффекта АВ и другие. На рис. 5а, б приведены данные изменений проницаемости призабойной зоны и удаленной зоны пласта в процессе акустического воздействия для трех скважин различных месторождений. Продуктивные пласты значительно отличаются по своим фильтрационным свойствам, что отражается на результатах воздействия.

В статье (Митрофанов и др., 1998) рассматриваются результаты промысловых испытаний АВ на примере терригенных нижнекаменноугольных продуктивных отложений трёх месторождений Предуралья прогиба: Пихтовского (1), Ольховского (2) и Уньвинского (3). В пределах прогиба тульско-бобриковские отложения существенно отличаются от аналогичных образований в платформенной части. Для них характерно проявление разнообразных диагенетических процессов и битуминозности, а также низкое содержание глинистости (менее 5%). Всё это обусловило неоднородность пород по смачиваемости в сочетании с высокой нефтенасыщенностью и проницаемостью.

Методом АВ с целью повышения нефтеотдачи пластов на каждом месторождении было обработано по одной скважине. Все скважины работающие, насосные, но значительно отличаются между собой по исходным параметрам и режимам эксплуатации. О реальном изменении призабойной зоны пласта (ПЗП) и удаленной зоны пласта (УЗП) судили по гидродинамическим исследованиям, проведенным до и после АВ. Окончательным критерием эффективности АВ служили данные продолжительных промысловых наблюдений и экономический анализ.

Согласно результатам гидродинамических исследований, во всех скважинах отмечается значительное улучшение состояния одновременно призабойной и удаленной зон пласта по мощности работающих пропластков, проницаемости, гидропроводности и коэффициентам продуктивности (Рис. 5, 6). Например, в скважине №174 работающих пропластков стало 4 вместо 3, а их общая работающая толщина увеличилась с 7,8 до 10,6 м. Фильтрационные свойства особенно заметно улучшились в ПЗП. Коэффициент продуктивности

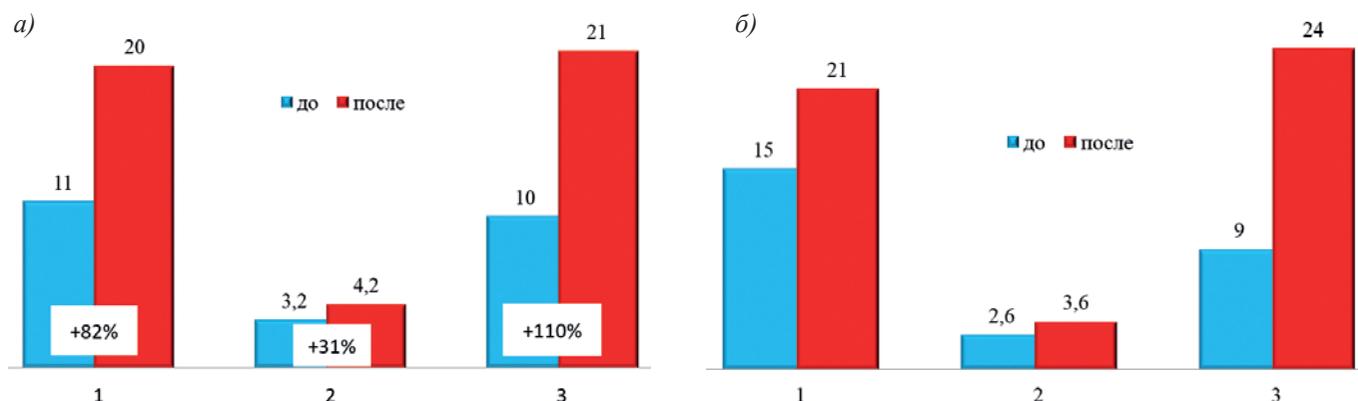


Рис. 5. Изменение проницаемости пласта в процессе акустического воздействия. а) Проницаемость призабойной зоны (мД), б) Проницаемость удаленной зоны (мД). 1 – скважина №174 Пихтовского месторождения, 2 – скважина №266 Ольховского месторождения, 3 – скважина №255 Уньвинского месторождения

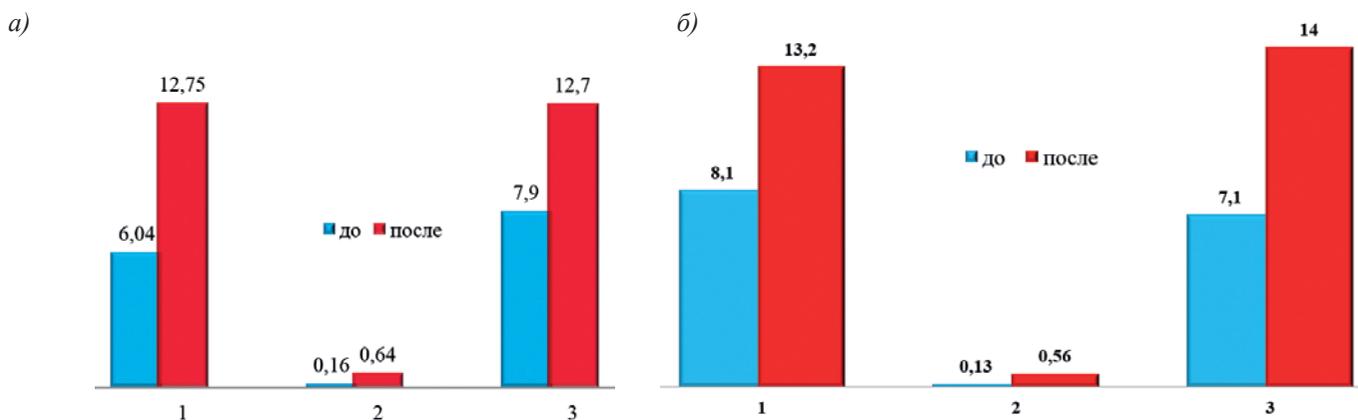


Рис. 6. а) Гидропроводность призабойной зоны пласта ($\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$), б) Гидропроводность удаленной зоны пласта ($\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / \text{МПа} \cdot \text{с}$). Условные обозначения см. рис. 5.

скважины увеличился с 2,6 до 5,9 т/сут МПа (на 127 %), гидропроводность – с 6 до 12,8 $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$ (на 111 %), проницаемость – с 11 до 20 мД (на 82 %). Различие между призабойной и удалённой зонами пласта нивелируется и коэффициент закупорки пласта снижается с 1,34 до 1,03.

Аналогичная тенденция изменения параметров пласта наблюдается и в остальных двух скважинах. Причём у самой низкодебитной (скважина № 266, Ольховское месторождение) относительное улучшение ПЗП происходит в большей степени. В частности, коэффициент продуктивности увеличился на 312%.

Особенности изменений основных фильтрационных параметров пласта под действием АВ – проницаемости и гидропроводности, состоят в зависимости от уровня исходной проницаемости пласта. Так, для пласта с проницаемостью менее 5 мД (скв. 266) прирост проницаемости составляет в пределах 31-38% для ПЗП и УЗП, в то время как гидропроводность такого пласта возрастает на 300-330%. Этим обусловлено значительно большее влияние АВ на увеличение его фильтрационных свойств – работающей мощности пласта (200%) и коэффициента продуктивности (312%)(Рис. 7).

Но в силу потенциально низких ФЕС пласта, прирост дебита (Рис. 8) и накопленная добыча на этой скважине (Рис. 9) естественно меньше. Однако продолжительность эффекта (13 месяцев) соизмерима с другими скважинами. Из этого следует вывод о возможности и необходимости применения метода АВ в низкопроницаемых коллекторах.

На примере скважины №174 можно говорить о конечном эффекте от АВ. Она прошла весь цикл динамики

дебитов, включая рост, стабилизацию и падение до уровня значений перед обработкой. Весь период эксплуатации скважины можно разбить на пять этапов, существенно отличающихся по среднесуточным дебитам. С 1983 г. по 1986 г. при фонтанном режиме наблюдаются максимальные дебиты – в среднем 68,2 т/сут. Далее, до 1994 г. происходит резкое падение дебита до 4,6 т/с с последующим ростом и стабилизацией на уровне 16,9 т/сут. После акустический период эксплуатации характеризуется значительным увеличением дебита, в среднем до 47,6 т/сут, или восстановлением начального на 69,8%. Повышения дебитов перед АВ (1995 г.) обусловлены обработками ПЗ пласта растворителем стабикатором или гексановой фракцией (ГФ) в сочетании с нитрилотриметилфосфоновой кислотой (ИСБ).

За весь период акустического эффекта (16 мес.) накопленная добыча нефти достигла 23,5 тыс. т., или 30,4% от суммарной за 12,6 лет эксплуатации скважины до момента АВ. Согласно прогнозным дебитам (7,9 т/сут.) она могла составить лишь 3,9 тыс. т., что обеспечивает за счёт АВ гарантированный дополнительный объём нефти в 19,6 тыс. т. (25,3 %). Обводнённость продукции в период акустического эффекта осталась неизменной – менее 1 %.

Показатели акустического метода повышения нефтеотдачи выгодно отличаются от результатов после обработок растворителем стабикатором, а также ГФ в комбинации с ИСБ по максимальным и средним дебитам, дополнительной добыче и времени проявления положительного эффекта (Рис. 10, 11).

В первую очередь следует обратить внимание на самую по сравнению с другими методами длительность

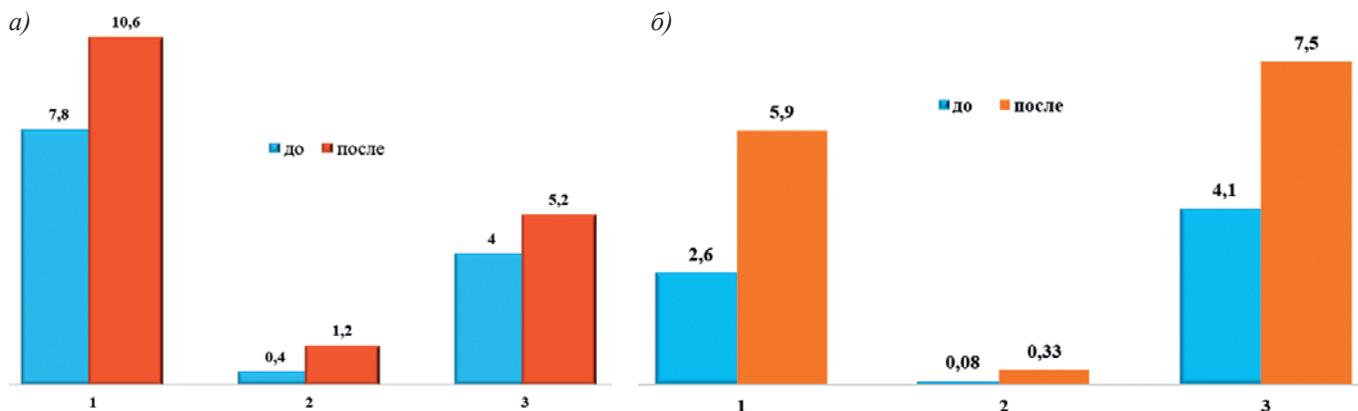


Рис. 7. а) Работающая мощность пласта (м), б) Коэффициент продуктивности (тонн/сут*МПа). Условные обозначения см. рис. 5.

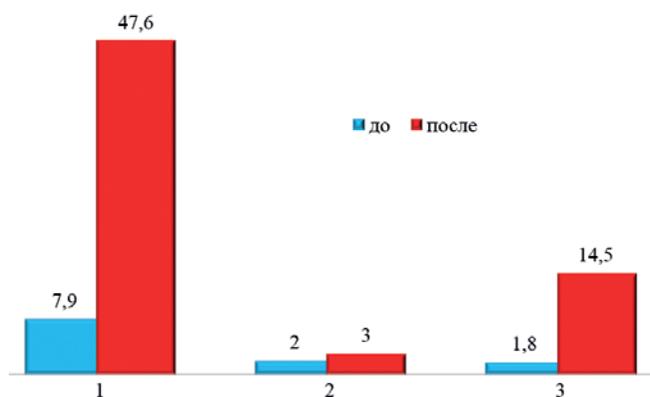


Рис. 8. Изменение среднесуточного дебита (тонн/сут.). Условные обозначения см. рис. 5.

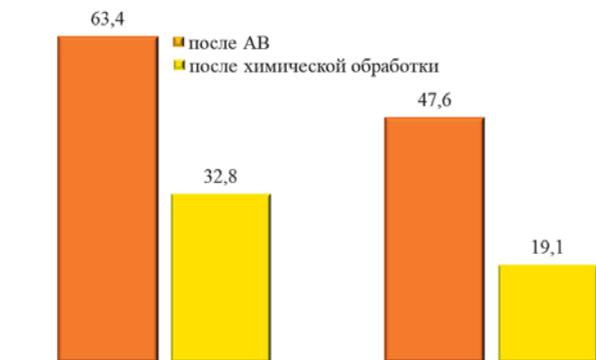


Рис. 10. Максимальный дебит, средний дебит (тонн/сут.)

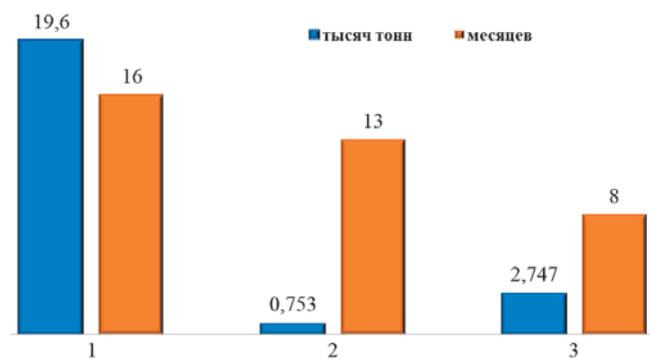


Рис. 9. Накопленная добыча (тысяч тонн), продолжительность (мес.). Условные обозначения см. рис. 5.

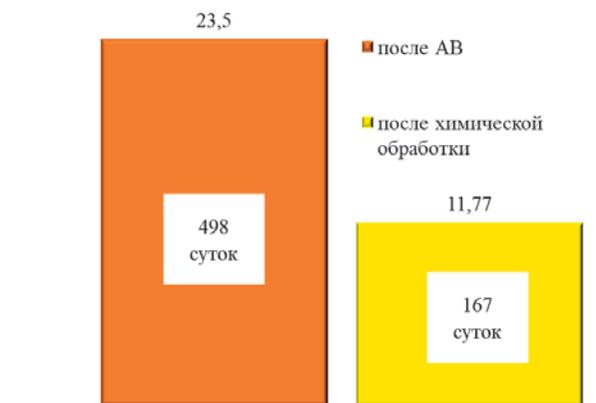


Рис. 11. Дополнительная добыча (тысяч тонн), продолжительность эффекта (сут.)

эффекта, что обусловило в конечном итоге значительное количество дополнительно добытой нефти. Эффект от стабилизатора приведен в расчёте на одну обработку, время его проявления можно принять равным 167 дней, тогда относительный эффект метода АВ будет больше на 331 день (198 %).

Существенным моментом является и то, что на всех скважинах после АВ работы по капитальному ремонту не проводились. Таким образом, по скв. 174 Пихтовского месторождения межремонтный период составил 16,6 мес., а для скв. 266 Ольховского и скв. 255 Уньвинского месторождений он будет, соответственно, более 13 и 8 мес.

Таким образом, на всех трёх скважинах высокочастотные обработки призабойных зон терригенных пластов с помощью аппаратуры ААВ310 с источниками магнитострикционного типа оказались успешными. Фактические и прогнозные данные по добыче нефти в течение длительных периодов после АВ полностью

подтверждают заключения по гидродинамическим исследованиям о существенном улучшении состояния ПЗП и свидетельствуют об эффективности проведённых работ по повышению нефтеотдачи.

Приведенный в данной работе метод гидродинамических исследований является всеобъемлющим по качеству и полноте оценки эффективности результатов АВ, но в тоже время трудоемким и дорогостоящим для регулярного использования совместно с акустическим воздействием, которое выполняется малогабаритным прибором по технологии геофизических исследований. Поэтому был разработан метод контроля, основанный на исследовании упругой энергии, ее параметров и свойств в зависимости от изменений состояния фильтрационно-емкостных свойств пласта в процессе АВ. В основе этого метода лежит изучение эмиссии упругой энергии в пласте, обусловленной естественными процессами и вызванными различными видами искусственного воздействия, в

том числе акустическим воздействием (Дрягин, 2001). Эмиссия упругой энергии представляет собой процесс излучения упругих волн в геологической среде в широком диапазоне частот, от единиц герц до ультразвука. Такое излучение или сейсмоакустическая эмиссия (САЭ) претерпевает значительные изменения в насыщенной пористой среде, подвергнутой воздействию от внешнего источника упругих колебаний большой интенсивности. При этом, параметры воздействия также могут варьироваться в широких пределах – от вибросейсмических наземных источников до скважинных ультразвуковых источников. Особенностью, вызванной САЭ, является зависимость от изменений фильтрационно-емкостных свойств насыщенной пористой среды под влиянием акустического воздействия на продуктивный пласт. Результаты промысловых испытаний акустического воздействия при помощи аппаратуры ААВ400, в которой было выполнено объединение двух функций – излучение мощного акустического поля и прием слабых эмиссионных сигналов в скважине в течение одного технологического цикла, позволило получить новую качественную информацию об энергетических процессах в коллекторах и их связи с наличием и извлечением нефти (Дрягин и др., 2005; Дрягин и др., 2014).

Излучение акустического поля и прием сигналов САЭ производится устройствами, расположенными в одном скважинном геофизическом приборе, который может перемещаться по стволу скважины в процессе исследований с заданным алгоритмом работы аппаратуры. Энергия акустической эмиссии, которая выделяется в процессе акустического воздействия, определялась методом вычисления спектральной плотности энергии во всем регистрируемом диапазоне частот – от единиц герц до 20 кГц. В дальнейшем данные обрабатывались программой Интенграф. На рис. 12 показан пример комплексного анализа сигнала акустической эмиссии в продуктивном пласте БС10 Тевлино-Русскинского месторождения (Западная Сибирь) в процессе акустического воздействия.

На рисунке 12а приведены диаграммы, которые получают в процессе выполнения технологии каротажа акустической эмиссии совместно с акустическим воздействием в скважине. Каротажная спектрограмма строится в реальном времени по мере продвижения прибора при измерении естественного фона сейсмоакустической эмиссии и затем в процессе выполнения цикла: акустическое воздействие – измерение акустической эмиссии для каждой точки с шагом 0,5 метра. На каротажной диаграмме приведены графики энергии сигналов акустической эмиссии до и после акустического воздействия, а также разницы энергии в процентах относительно фона. На рисунке 12б приведен сигнал акустической эмиссии и его временная спектрограмма, которую также можно просматривать в процессе выполнения каротажа. На рисунке 12в приведен пример спектра сигнала акустической эмиссии на глубине 2845 м до и после акустического воздействия. Спектр рассчитывался по специальной программе в скользящем окне с выделением главных частот. Также как и на кернах, отчетливо выделяются дискретные частоты и их динамика в процессе акустического воздействия.

Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств пласта по разрезу скважины отражается в графиках энергии сигнала акустической эмиссии, которая измерена в

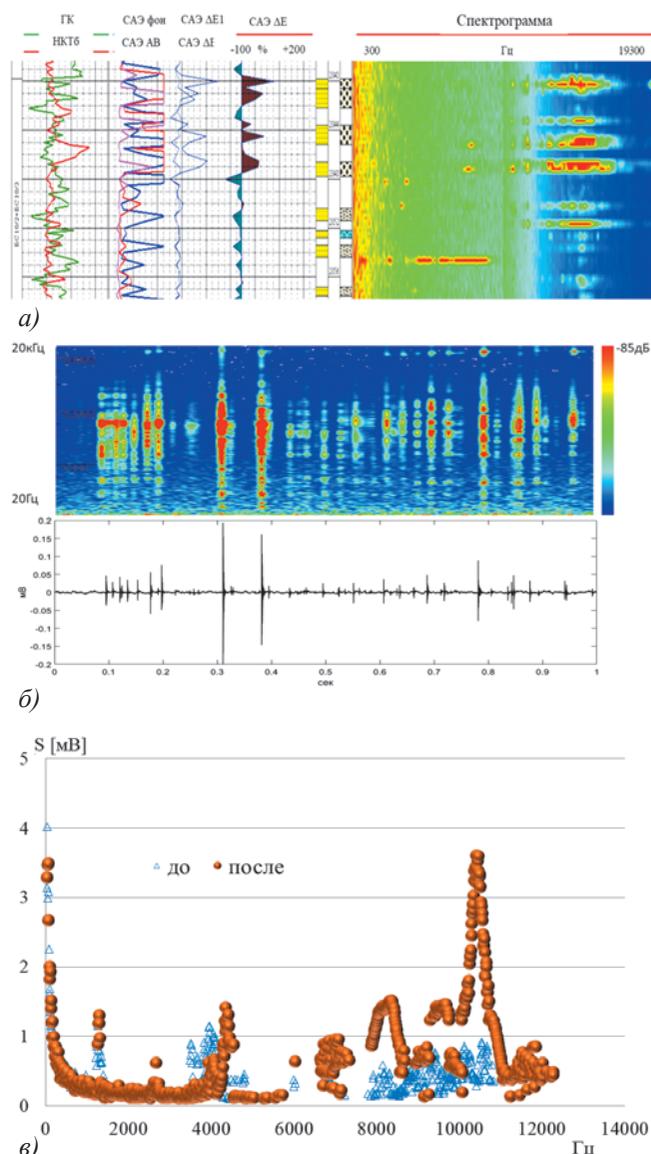


Рис. 12. Анализ эмиссии в процессе АВ

процентах относительно фонового значения, а также в виде каротажной спектрограммы. Поскольку каротаж САЭ был выполнен до перфорации скважины, эмиссия, вызванная воздействием, показывает только потенциально нефтенасыщенные интервалы пласта. Нижний интервал в подошве пласта (2846-2847) также имеет положительную динамику АЭ, однако не был включен в состав перфорации скважины, возможно из опасения его заводнения. Вероятно, его следовало приобщить к разработке, что могло увеличить продуктивность скважины. Тем не менее, скважина, перфорированная в указанном интервале, дала дебит 48 т/сут, при обводненности продукции 2%, (Табл. 2).

В среднем увеличение сигнала САЭ после АВ составляет несколько десятков процентов в пласте, насыщенном нефтью относительно фонового уровня. В то же время отдельные события акустической эмиссии в виде единичных действий источников эмиссии происходят случайным образом и имеют характерные параметры импульсов сигнала конечной длительности определенной формы. При этом отмечено наличие доминирующих частот с определенным максимальным значением энергии и частоты заполнения.

По результатам геолого-геофизической информации

промысловых испытаний на приток нефти из этих пластов и сопоставления с данными каротажа сейсмоакустической эмиссии (КСАЭ) установлена связь параметров эмиссии с типом его коллектора. Продуктивность определяется поровыми и трещиноватыми типами коллекторов, которые различным образом выделяются по доминирующим частотам и динамике их энергии после акустического воздействия. Коллекторы с проницаемостью 2-12 мД порового типа обладают доминантными частотами (6-9 кГц) и имеют прирост 30-40% энергии САЭ относительно фоновой. При испытаниях на приток в двух таких скважинах они обеспечили дебит порядка 40 тонн в сутки нефтью с обводненностью, не превышающей 2% (Табл. 2). Аналогичные испытания коллектора с проницаемостью 221-444 мД показали дебит 40 тонн в сутки, при этом параметры акустической эмиссии составили: доминирующая частота – 10-12 кГц, прирост энергии АЭ – 180% относительно фоновой. Для этих коллекторов характерно проявление второго диапазона доминантных частот в области (2-4 кГц) с динамикой в 2-3 раза меньшей, чем предыдущая частота. Изменение активности эмиссии по разрезу пласта носит резко неоднородный характер, что свидетельствует о сильной неоднородности пласта-коллектора в отношении его фильтрационно-емкостных свойств.

Аналогичный результат был получен на скважине №XXX7, которая также вскрыла пласт БС10 на Тевлинско-Русскинском месторождении (Табл. 2). На рис. 13 приведены данные по энергии эмиссии, а также по проницаемости и электропроводности пласта, которые были получены по результатам исследования открытого ствола скважины. Ситуация в этой скважине близка к предыдущей скважине. Верхняя часть пласта в интервале 2518-2522 м обладает повышенным сопротивлением, проницаемостью и эмиссионной энергией. Ниже глубины 2522 м эмиссионная активность, вызванная воздействием, резко падает, что свидетельствует о заводнении пласта, этому фактору соответствует и малое

электросопротивление. Причем в интервале 2525-2528 м по данным окончательного каротажа проницаемость имеет аномально высокую величину, порядка 380 мД, при этом методы акустической эмиссии и электропроводности указывают на его насыщенность водой. Перфорация произведена в интервале 2518-2520 м, приток нефти составил 41 т/сут. с обводненностью 2%.

Водонасыщенный пласт приведен на примере исследования скважины №XXX6 месторождения Дружное, Западная Сибирь. Здесь прослеживается отрицательная динамика вызванной акустической эмиссии после акустического воздействия, что отражается на диаграммах ГИС (Табл. 2). Результаты испытаний показали приток жидкости с дебитом 54 т/сут. с обводненностью 97%. В этой скважине была выполнена технология гидроразрыва пласта, что способствовало получению большого дебита, однако неучет характера текущего насыщения пласта привел практически полному заводнению продукции.

Использование метода на коллекторах карбонатного типа показано на примере месторождения Алибекмола, нефтегазоносность которого связана с подсолевыми каменноугольными отложениями и приурочены к ним двумя продуктивными толщами КТ-I и КТ-II, разделенными межкарбонатной толщей пород (МКТ).

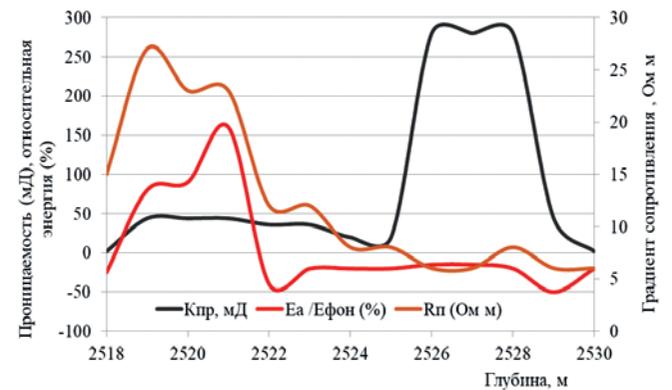


Рис. 13. ГИС и энергия САЭ

Месторождение	Интервал	Заключение о насыщенности		Результаты испытаний		Диаграммы ГИС/КСАЭ
		ГИС	/ КСАЭ	Дебит/Кводы		
Тевлинско-Русскинское	исследования / перфорации					
БС10/2-БС10/3	2838-2858 м	Нефть	Нефть	48 т/с	2%	
№XXX5	2840-2845 м					
Тевлино-Русскинское		Нефть	Нефть	41 т/с	2%	
БС10/2-БС10/3	2518-2538 м					
№XXX7	2518-2520 м					
Дружное	2941-2976 м	Нефть	Вода	54 т/с	97%	
ЮС1	2945-2952 м					
№XXX6	+ ГРП					

Табл. 2

Для исследования текущей нефтенасыщенности и стимулирования добычи нефти из продуктивных пластов на месторождении был применен метод каротажа сейсмо-акустической эмиссии в цикле с одновременным акустическим воздействием на призабойную зону в скважине.

Работы по технологии вызванной САЭ, проведенные на скважине №54 месторождения Алибекмола, проводились на интервалах глубин 3158-3378 м, что соответствует нефтяной залежи, приуроченной к отложениям нижней карбонатной толще КТ-II с отложениями верхневизейско-каширского возраста, и литологически представлена преимущественно известняками с прослоями зеленовато-серых аргиллитов.

Исследуемый нами интервал в скважине относится к продуктивному пласту КТ-II-П-4, нефтенасыщенность которого выявлена по ГИС, при этом вскрытая эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 18,9 м, а эффективная водонасыщенная толщина составляет до 33,4 м. Условно водонефтяной контакт для этого блока принят на абсолютной отметке -3324,8 м. На дату проведения исследований САЭ в скважине, которые проводились дважды в 2003 г. с интервалом два месяца, параметры добычи нефти по основным интервалам представлены в табл. 3.

Общая характеристика работы скважины на этот период определяется как не стабильная на штуцере 7 мм с наиболее интенсивно работающими интервалами 3262,2-3268 м, 3210,1-3216 м и 3160-3163,1 м. На штуцере 9 мм режим работы скважины стал установившимся за счет работы нижних интервалов, при этом произошло перераспределение отдачи флюида по работающим интервалам, например, заработал интервал 3280,9-3303,3 м с дебитом 87 м³/сут., что составило 36% от общего притока. На штуцере 11 мм также была отмечена интенсификация работы нижних интервалов, но кроме того резко увеличился дебит из интервала 3210,1-3216 м – 139,57 м³/сут.

Акустическая эмиссия после акустического воздействия увеличилась в работающих интервалах пропорционально увеличению притока флюида из них. При этом сигнал эмиссии существует в интервалах до АВ, но после изменяется по форме и местоположению. Производительность работы скважины значительно увеличивалась непосредственно в процессе акустического воздействия. Воздействие проводили последовательно по всем интервалам перфорации, начиная с верхних, при этом давление на устье возросло с 4 Мпа до 9 Мпа к моменту завершения работ в нижних интервалах перфорации. Также, как и во время испытаний, при увеличении размера штуцера произошел захват воды из пластов, о чем свидетельствовал интенсивный выброс воды, который привел к гашению факела попутного газа. На рис. 14 приведена каротажная спектрограмма акустической эмиссии в процессе акустического воздействия. Само акустическое воздействие составляло облучение силовым акустическим полем продолжительностью не менее 2 минут на метр интервала пласта. При этом воздействию подвергались также интервалы за пределами перфорации.

На рис. 15 приведены спектры акустической эмиссии до и после акустического воздействия в точках остановки прибора, причем точка записи 3264 м находится внутри интервала перфорации, а точка 3327 м – в неперфорированном интервале. Поскольку сигнал эмиссии вне интервала перфорации имеет такую же большую динамику, как и в продуктивном интервале перфорации, можно утверждать, что этот интервал также обладает потенциалом нефтеотдачи.

Нелинейные свойства карбонатной среды также нашли свое отражение в виде дискретных частот аналогично полученным для терригенных коллекторов на кернах и в скважинах.

Интервал перф-и,	Дебит			Динамика САЭ после АВ в % от фона		Работающие интервалы, м	
	(м ³ /сут) -- (% от общ.)						
м	при штуцере			07.04.2003	01.06.2003	07.04.2003	01.06.2003
	7	9	11				
3210-3216	32.8 -- 24.5%	18 -- 7.6%	139.6 -- 38.5%	18	-140	3212,5-3214	3208-3218
3233-3235	0	0	0	-17	-20	3223,5-3234	3232-3235
3262-3268	29.8 -- 22.3%	18.1--	4.4 --	-15	-10	3261-3262	3260-3264
		7.6%	1.2%				
3280-3306	1.6 --	87.2 --	82.2 --	11,6	2	3280-3282	3280-3306
	1.2%	36.5%	22.7%	10,8		3284-3286	
					-10		3292-3294
				4,9		3299-3300	
				11,3		3300-3302	
3320-3326	18.2 --	25.3 --	12.8 --	-26	4,3	3320-3322	3320-3322
	13.6%	10.6%	3.5%				

Табл. 3

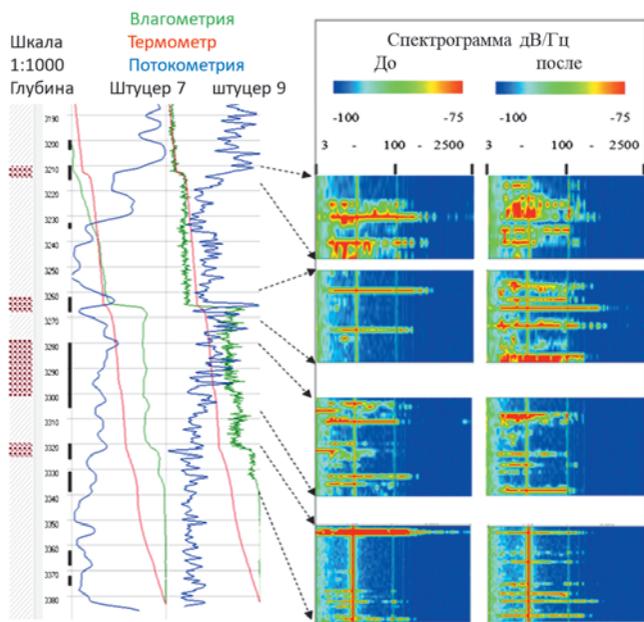


Рис. 14. Месторождение Алибекмола, скважина №54

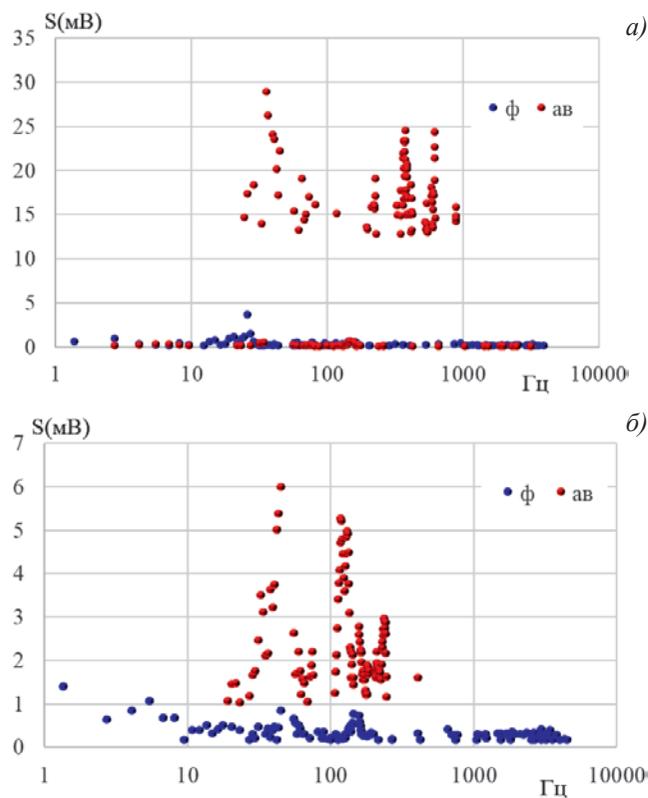


Рис. 15. Спектры акустической эмиссии в процессе акустического воздействия в двух точках исследуемого интервала. а) Спектр АЭ на глубине 3264 м, б) Спектр АЭ на глубине 3327 м. Ф – фоновая запись акустической эмиссии до начала акустического воздействия, АВ – акустическая эмиссия после воздействия.

Таким образом, принцип возбуждения в продуктивном пласте волн упругой энергии большой интенсивности и регистрации волн эмиссионного происхождения обеспечивает получение надежной информации о текущей насыщенности продуктивного пласта в неперфорированной скважине и может дать рекомендации по выбору интервала перфорации и стимулировать приток нефти из пласта.

Выводы

Упругая энергия пласта коллектора, насыщенного нефтью и газом, является надежным информационным параметром его продуктивности.

Каротаж ВАЭ позволяет выделять коллектора в терригенных и карбонатных отложениях, уточнять геологическое строение залежей.

Технология позволяет проводить реконструкцию нефтегазовых резервуаров, определять тип флюидонасыщения и давать оценку емкостных параметров коллектора в условиях высокой расчлененности и неоднородности по проницаемости.

Рассмотренные технологические решения смогут обеспечить необходимой информацией для подбора наиболее оптимальной схемы разработки залежей, повышения коэффициента извлечения нефти.

Технология выполняется малогабаритным зондом диаметром 43 мм и выполняется за одну спуско-подъемную операцию при помощи программно-аппаратного комплекса MSAE 100 разработки НПФ Интенсоник.

Литература

Абукова Л.А. (1997). Основные типы флюидных систем осадочных нефтегазоносных бассейнов. *Геология нефти и газа*, 9, с. 25-29.

Адронов А.А., Витт А.А., Хайкин С.Э. (1981). Теория колебаний. Москва: Наука, 916 с.

Алексеев А.С., Геца Н.И., Глинский Б.М. и др. (2004). Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками. Новосибирск: Изд-во ИВМ и МГ СО РАН.

Барабанов В.Л., Гриневский А.О., Кисин И.Г., Николаев А.В. (1987). О некоторых эффектах вибрационного сейсмического воздействия на водонасыщенную среду сопоставление их с эффектами удаленных землетрясений. *ДАН*, 297(1), с. 52-56.

Беляков А.С., Лавров В.С., Николаев А.В. (2004). Акустический резонанс нефтяной залежи. *ДАН Геофизика*, 397(1), с. 101-102.

Вильчинская Н.А., Николаевский В.Н. (1984). Акустическая эмиссия и спектр сейсмических сигналов. *Известия АН СССР. Сер. Физика Земли*, 5, с. 91-100.

Володин И.А. (2003). Нелинейность и многомасштабность в сейсмоакустике. *Проблемы геофизики XXI века*, кн. 2, Москва: Наука, с. 5-36.

Володин И.А., Чеботарева И.Я. (2014). Сейсмическая эмиссия в зонах техногенных воздействий. *Акустический журнал*, 60(5), с. 505-517.

Воронина И.Ю., Епифанов В.П. (1980). Акустические исследования структурных изменений гранита при осевом сжатии. *Акустический журнал*, 26(3), с. 371-376.

Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. (1998). Анализ геоакустического излучения нефтегазовой залежи при использовании технологии АНЧАР. *Геофизика*, 5, с. 24-28.

Грешников В.А., Дробот Ю.Б. (1976). Акустическая эмиссия. Москва: Изд-во стандартов, 272 с.

Дрягин В.В. (2001). Способ определения характера насыщенности коллектора. Патент РФ № 2187636 от 21.02.2001.

Дрягин В.В. (2013). Сейсмоакустическая эмиссия нефтепродуктивного пласта. *Акустический журнал*, 59(6), с. 744-751.

Дрягин В.В., Иванов Д.Б., Нигматуллин Д.Ф., Шумилов А.В. (2014). Сейсмоакустическая эмиссия продуктивного пласта в технологии обнаружения и извлечения углеводородов. *Геофизика*, 4, с. 54-59.

Дрягин В.В., Кузнецов О.Л., Стародубцев А.А., Рок В.Е. (2005). Поиск углеводородов методом вызванной сейсмоакустической эмиссии в скважинах. *Акустический журнал*, 51, прил. 1, с. 66-73.

Крылов В.М. (1983). Об излучении звука развивающимися трещинами. *Акустический журнал*, 29(6), с. 790-798.

Курленя М.В., Опарин В.Н., Востриков В.И. (1993). О формировании упругих волновых пакетов при импульсном возбуждении блочных сред. Волны маятникового типа V_μ. *Доклады академии наук*, 333(4), с. 515-521.

Курленя М.В., Сердюков С.В. (1999). Низкочастотные резонансы сейсмической люминесценции горных пород в вибросейсмическом поле малой энергии. *ФТПРПИ*, 1, с. 3-7.

Мерсон М., Митрофанов В., Сафин Д. (1999). Возможности ультразвука в нефтедобыче. *Нефть России*, 1, с. 17-23.

Митрофанов В.П., Дзюбенко А.И., Нечаева Н.Ю., Дрягин В.В. (1998). Результаты промысловых испытаний акустического воздействия на призабойную зону пласта. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 10, с. 29-35.

Митрофанов В.П., Терентьев Б.М., Злобин А.А. (1998). Петрофизическое обоснование акустического стимулирования процессов вытеснения нефти водой. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*, 9, с. 22-27.

Николаевский В.Н. (1992). Вибрации горных массивов и конечная нефтеотдача пласта. *Механика жидкости и газа*, 5, с. 110-119.

Николаевский В.Н. (2005). Сейсмовибрационный метод оживления нефтегазового обводненного пласта. *Геофизические исследования*, 1, с. 37-47.

Николаевский В.Н., Степанова Г.С. (2005). Нелинейная сейсмика и акустическое воздействие на нефтеотдачу пласта. *Акустический журнал*, Вып. «Геоакустика», 51, с. 150-159.

Пиковский М., Розенблум М., Куртс Ю. (2003). Синхронизация. Фундаментальное нелинейное явление. Москва: Техносфера, 496 с.

Позняков В.А. (2005). Интенсивность рассеянных волн-новы сейсмический атрибут для прогноза фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенного коллектора. *ДАН Геофизика*, 404(1), с. 105-108.

Робсман В.А. (1996). Нелинейная трансформация вероятностных распределений сигналов акустической эмиссии при эволюции ансамбля дефектов в твердом теле. *Акустический журнал*, 42(6), с. 846-852.

Руденко О.В. (2006). Гигантские нелинейности структурно-неоднородных сред и основы методов нелинейной акустической диагностики. *УФН*, 176(1), с. 77-95.

Сбоев В.М. (1988). Исследование микросейсмических процессов, возникающих в массиве горных пород подземных рудников. Новосибирск, с. 71. (Препринт/Институт горного дела СО АН СССР. №25)

Степанова Г.С., Ненартович Т.Л., Ягодов Г.Н. (2005). Сравнительный анализ влияния мощности акустического воздействия на разгазирование модели нефти. *Технологии повышения нефтеотдачи пластов: Сборник научных трудов*, 133, с. 107-116.

Степанова Г.С., Ягодов Г.Н., Ненартович Т.Л., Николаевский В.Н. (2003). Влияние ультразвуковых колебаний на процесс разгазирования нефти. *Бурение и нефть*, 7-8, с. 36-38.

Терцаги К. (1961). Теория механики грунтов. Пер. с нем. Изд. Москва: Госстройиздат, 507 с.

Хисматуллин Р.К. (2007). Динамика напряженно-деформированного

состояния горной породы при разных типах насыщенности. *Вестник СамГУ. Естественнонаучная серия*, 9/1(59), с. 232-241.

Чеботарева И.Я., Володин И.А., Дрягин В.В. (2016). Генерация низкочастотной ветви акустической эмиссии в горных породах под воздействием. *ДАН*, 468(2), с. 205-208.

Чеботарева И.Я., Володин И.А., Дрягин В.В. (2017). Акустические эффекты при деформировании структурно неоднородных сред. *Акустический журнал*, 63(1), с. 84-93.

Чеботарева И.Я., Володин И.А. (2012). Образы процесса гидроразрыва пласта в сейсмическом шуме. *Доклады РАН*, 444(2), с. 202-207.

Dangel S., Schaepman M.E. et al. (2003). Phenomenology of tremor – like signals observed over hydrocarbon reservoirs. *J. Volcanology and Geothermal Res.* 128, pp. 135-158.

Engelbrecht J., Khamidullin Y. (1988). On the possible amplification of nonlinear seismic waves. *Phys. Earth Planet. Inter.* 50(1), pp. 39-45.

Huang N. E., Shen Z., Long S. R., Wu M. C., Shih H. H., Zheng Q., Yen N.-C., Tung C. C., and Liu H.H. (1998). The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proc. R. Soc. Lond. A*, 454, pp. 903-995.

Roberts P.M. (2005). Laboratory Observations of Porous Fluid-Flow Behavior in Berea Sandstone Induced by Low-Frequency Dynamic Stress Stimulation. *Acoust. Phys.*, 51(Suppl. 1), pp. S140-S148. <https://doi.org/10.1134/1.2133962>.

Roberts P.M., Venkitaraman A., Sharma M. M., (2000). Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer Induced Formation Damage, *SPE Drill Completion*, 15(1), pp. 19-24. <https://doi.org/10.2118/62046-PA>

Venkitaraman A., Roberts P. M., Sharma M. M. (1995). Ultrasonic Removal of Near-Wellbore Damage Caused by Fines and Mud Solids. *SPE Drill Completion*, 10(3), pp. 193-197.

Сведения об авторе

Вениамин Викторович Дрягин – канд. тех. наук, директор, ООО «Научно производственная фирма Интенсоник» Россия, 620016, Екатеринбург, ул. Амундсена 100, оф. 104. E-mail: vvdryagin@mail.ru

Статья поступила в редакцию 27.06.2018;

Принята к публикации 01.08.2018; Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

Use of induced acoustic emission of reservoirs for the detection and recovery of hydrocarbons

V.V. Dryagin

Research and Production Company Intenasonic LLC, Ekaterinburg, Russian Federation

Abstract. The results of a study of seismoacoustic emission appearing in a saturated porous geological environment with forced acoustic impact on cores and in wells are presented. It is shown that the wave action effectively influences the increase in permeability relative to the initial value and the acoustic emission of a saturated porous medium caused by the wave action serves as a reliable source of information on its reservoir properties.

The hydrostatic pressure gradient contributes to the acoustic emission mechanism, which creates fluid filtration. In this case, the greater the core permeability, the wider the emission frequency band, the smaller the permeability, the narrower the band of the spectrum, which approaches the form of a discrete set of frequencies. Similar data were obtained in oil reservoirs, where a continuous spectrum is characteristic of porous sandstones of terrigenous reservoirs, and single narrow-band spectra, for fractured carbonate reservoirs.

The principle of excitation of high-intensity waves of elastic energy and registration of waves of emission origin in the reservoir provides reliable information on reservoir

productivity in both perforated well and non-perforated well, and can give recommendations on the selection of the perforation interval and also stimulate the inflow of oil from the reservoir.

Keywords: seismoacoustic emission, acoustic impact, saturated porous medium, spectrum of induced acoustic emission, reservoir permeability.

Recommended citation: Dryagin V.V. (2018). Use of induced acoustic emission of reservoirs for the detection and recovery of hydrocarbons. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 246-260. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.246-260>

References

Abukova L.A. (1997). The main types of fluid systems of sedimentary oil and gas basins. *Geologiya nefi i gaza = Oil and Gas Geology*, 9, pp. 25-29. (In Russ.)

Adronov A.A., Vitt A.A., Khaikin S.E. (1981). Theory of oscillations. Moscow: Nauka, 916 p. (In Russ.)

Alekseev A.S., Geza N.I., Glinskii B.M. et al. (2004). Active seismology

with powerful vibrational sources. Novosibirsk: IVM and MG SO RAN. (In Russ.)

Barabanov V.L., Grinevskii A.O., Kisin I.G., Nikolaev A.V. (1987). On some effects of the vibrational seismic impact on the water-saturated medium, their comparison with the effects of remote earthquakes. *DAN*, 297(1), pp. 52-56. (In Russ.)

Belyakov A.S., Lavrov V.S., Nikolaev A.V. (2004). Acoustic resonance of an oil deposit. *DAN Geophysics*, 397(1), pp. 101-102. (In Russ.)

Chebotareva I.Ya., Volodin I.A., Dryagin V.V. (2016). Generation of a low-frequency branch of acoustic emission in rocks under the influence. *DAN*, 468(2), pp. 205-208. (In Russ.)

Chebotareva I.Ya., Volodin I.A., Dryagin V.V. (2017). Acoustic effects in the deformation of structurally inhomogeneous media. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 63(1), pp.84-93. (In Russ.)

Chebotareva I.Ya., Volodin. I.A. (2012). Images of the hydraulic fracturing process in seismic noise. *Doklady RAN*, 444(2), pp. 202-207. (In Russ.)

Dangel S., Schaepman M.E. et al. (2003). Phenomenology of tremor – like signals observed over hydrocarbon reservoirs. *J. Volcanology and Geothermal Res*, 128, pp. 135-158.

Dryagin V.V. (2001). A method for determining the character of the reservoir saturation. *Patent RF*, No. 2187636. (In Russ.)

Dryagin V.V. (2013). Seismoakusticheskaya emissiya nefteproduktivnogo plasta [Seismoacoustic emission of an oil-producing bed]. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 59(6), pp. 744-751. (In Russ.)

Dryagin V.V., Ivanov D.B., Nigmatullin D.F., Shumilov A.V. (2014). Seismic-acoustic emission of producing formation in detection and extraction technology. *Geofizika = Geophysics*, 4, pp. 54-59. (In Russ.)

Dryagin V.V., Kuznetsov O.L., Starodubtsev A.A., Rok V.E. (2005). Search for Hydrocarbons in Wells by the Method of Induced Seismoacoustic Emission. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 51(suppl. 1), pp. 66-73. (In Russ.)

Engelbrecht J., Khamidullin Y. (1988). On the possible amplification of nonlinear seismic waves. *Phys. Earth Planet. Inter*, 50(1), pp. 39-45.

Grafov B.M., Arutyunov S.L., Kazarinov V.E., Kuznetsov O.L., Sirovinskii Yu.V., Suntsov A.E. (1998). Analysis of geoacoustic radiation of oil and gas deposits using ANCHAR technology. *Geofizika = Geophysics*, 5, pp.24-28. (In Russ.)

Greshnikov V.A., Drobot Yu.B. (1976). Acoustic emission. Moscow: Standarts Publ., 272 p. (In Russ.)

Huang N. E., Shen Z., Long S. R., Wu M. C., Shih H. H., Zheng Q., Yen N.-C., Tung C. C., and Liu H.H. (1998). The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proc. R. Soc. Lond. A*, 454, pp. 903-995.

Khismatullin R.K. (2007). Dynamics of the stress-strain state of a rock at different types of saturation. *Vestnik SamGU. Estesvennonauchnaya seriya*, 9/1(59), pp. 232-241. (In Russ.)

Krylov V.M. (1983). On the radiation of sound by developing fractures. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 29(6), pp. 790-798. (In Russ.)

Kurlenya M.V., Oparin V.N., Vostrikov V.I. (1993). On the formation of elastic wave blocks during pulsed excitation of block media. Waves of pendulum type V_{μ} . *Doklady akademii nauk*, 333,(4), pp. 515-521. (In Russ.)

Kurlenya M.V., Serdyukov S.V. (1999). Low-frequency resonances of seismic luminescence of rocks in a low-energy vibroseis field. *FTRPPI*, 1. (In Russ.)

Merson M., Mitrofanov V., Safin D. (1999). Possibilities of ultrasound in oil production. *Neft' Rossii [Oil of Russia]*, 1, pp. 17-23. (In Russ.)

Mitrofanov V.P., Dzyubenko A.I., Nechaeva N.Yu., Dryagin V.V. (1998). The results of field tests of the acoustic treatment of the bottomhole formation zone. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil fields*, 10, pp. 29-35. (In Russ.)

Mitrofanov V.P., Terent'ev B.M., Zlobin A.A. (1998). Petrophysical feasibility of acoustic stimulation of water-oil displacement processes. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil fields*, 9, pp. 22-27. (In Russ.)

Nikolaevskii V.N. (1992). Vibration of mountain massifs and ultimate

oil recovery. *Mekhanika zhidkosti i gaza = Fluid Dynamics*, 5, pp. 110-119. (In Russ.)

Nikolaevskii V.N. (2005). Seismic vibration technique for reanimation of oil and gas watered layer. *Geofizicheskie issledovaniya = Geophysical research*, 1, pp.37-47. (In Russ.)

Nikolaevskii V.N., Stepanova G.S. (2005). Nonlinear Seismics and the Acoustic Effect on the Oil Recovery. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 51(Is. «Geoakoustics»), pp. 150-159. (In Russ.)

Pikovskii M., Rozenblyum M., Kurts Yu. (2003). Synchronization. A fundamental nonlinear phenomenon. Moscow: Tekhnosfera, 496 p. (In Russ.)

Poznyakov V.A. (2005). The intensity of the scattered waves is a new seismic attribute for the prediction of the filtration-capacitive properties of the oil-saturated reservoir. *DAN Geophysics*, 404(1), pp.105-108. (In Russ.)

Roberts P.M. (2005). Laboratory Observations of Porous Fluid-Flow Behavior in Berea Sandstone Induced by Low-Frequency Dynamic Stress Stimulation. *Acoust. Phys.*, 51(Suppl. 1), pp. S140-S148. <https://doi.org/10.1134/1.2133962>.

Roberts P.M., Venkitaraman A., Sharma M. M., (2000). Ultrasonic Removal of Organic Deposits and Polymer Induced Formation Damage, *SPE Drill Completion*, 15(1), pp. 19-24. <https://doi.org/10.2118/62046-PA>

Robson V.A. (1996). Nonlinear transformation of probability distributions of acoustic emission signals during the evolution of an ensemble of defects in a solid. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 42(6), pp. 846-852. (In Russ.)

Rudenko O.V. (2006). Giant nonlinearities in structurally inhomogeneous media and the fundamentals of nonlinear acoustic diagnostic techniques. *UFN*, 176(1), pp. 77-95. (In Russ.)

Sboev V.M. (1988). Investigation of microseismic processes occurring in an array of rocks of underground mines. Novosibirsk, 71 p. (Preprint/ Institute of Mining, Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences, No. 25) (In Russ.)

Stepanova G.S., Nenartovich T.L., Yagodov G.N. (2005). Comparative analysis of the effect of acoustic power on the degassing of the oil model. *Enhanced oil recovery technologies: Coll. papers*, 133, pp.107-116. (In Russ.)

Stepanova G.S., Yagodov G.N., Nenartovich T.L., Nikolaevskii V.N. (2003). Influence of ultrasonic vibrations on the process of oil degassing. *Burenie i nef't' = Drilling and oil*, 7-8, pp. 36-38. (In Russ.)

Tertsagi K. (1961). Theory of soil mechanics. Transl. from Ger. Moscow: Gosstroizdat, 507 p. (In Russ.)

Venkitaraman A., Roberts P. M., Sharma M. M. (1995). Ultrasonic Removal of Near-Wellbore Damage Caused by Fines and Mud Solids. *SPE Drill Completion*, 10(3), pp. 193-197.

Vilchinskaya N.A., Nikolaevskii V.N. (1984). Acoustic emission and spectrum of seismic signals. *Izvestiya AN SSSR. Ser. Fizika Zemli*, 5, pp. 91-100. (In Russ.)

Volodin I.A. (2003). Nonlinearity and multiscale in seismoacoustics. *Problemy geofiziki XXI veka [Problems of geophysics of the XXI century]*. Book 2. Moscow: Nauka, pp. 5-36. (In Russ.)

Volodin I.A., Chebotareva I.Ya. (2014). Seismic emission in technological impact zones. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 60(5), pp. 505-517. (In Russ.)

Voronina I.Yu., Epifanov V.P. (1980). Acoustic studies of structural changes in granite under axial compression. *Akusticheskii zhurnal = Acoustic journal*, 26(3), pp. 371-376. (In Russ.)

About the Author

Veniamin V. Dryagin – PhD (Physics and Mathematics),
Director
Research and Production Company Intensonic LLC
Amundsen st., 100 of. 104, Ekaterinburg, 620016, Russian
Federation. E-mail: vvdryagin@mail.ru

Manuscript received 27 June 2018;
Accepted 01 August 2018; Published 30 August 2018

Пример практического применения информации о трещиноватости по данным комплекса ГИС и высокотехнологических методов

Р.Н. Абдуллин, А.Р. Рахматуллина*
ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, Россия

В статье рассмотрен вопрос исследования методами ГИС коллекторов с естественной трещиноватостью. Рассмотрен частный случай выявления причины быстрого обводнения продуктивных пластов при помощи комплекса ГИС и высокотехнологических методов, таких как кросс-дипольный акустический каротаж, акустический сканер, электрический микроимиджер. Сканеры позволяют получить изображение внутренней поверхности стенки скважины, выявить трещины. Измерение характеристик распространения акустических волн используется для выявления трещин. Комплексная интерпретация позволила сделать вывод, что обводнение обусловлено наличием субвертикальных трещин, связанных с нижележащими водоносными горизонтами.

Ключевые слова: трещина, микросканер, обводнение

Для цитирования: Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. (2018). Пример практического применения информации о трещиноватости по данным комплекса ГИС и высокотехнологических методов. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 261-266. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.261-266>

Существует несколько различных подходов по выявлению и исследованию коллекторов с естественной трещиноватостью. Из этих подходов заслуживают внимания следующие (Добрынин и др., 2004):

- поглощение промывочной жидкости и возрастание скорости проходки во время бурения являются явными признаками того, что бурение идет в трещиноватой и кавернозной породе;

- трещины и каналы растворения в керне дают прямую информацию о характере пористости коллектора. Если фактические дебиты пласта в несколько раз выше тех, которые были рассчитаны по керновым данным, следует заподозрить наличие в таком пласте естественных трещин, не наблюдаемых на керне. Низкий коэффициент выноса керна – меньше 50 % – также предполагает наличие в интервале отбора керна сильно трещиноватой карбонатной породы;

- каротажные приборы сконструированы так, что на их показания по-разному влияют разнообразные характеристики скважины и разреза. Методы ГИС, основанные на измерении характеристик распространений акустических волн, используются для выявления трещин. Данные квернометрии, плотностного каротажа и электрокаротажа также могут быть, в определенных условиях, весьма полезными для выявления зон трещиноватости;

- анализ кривых восстановления давления;
- вертикальные трещины в ненаклонной скважине могут быть выделены как высокоамплитудные аномалии, секущие другие плоскости напластования;

- для обнаружения трещин и каналов растворения применяются также методы прямого или косвенного

получения изображения стенок ствола скважины с помощью скважинного телевизора (имиджера);

- аномально высокий коэффициент продуктивности характерен для естественно трещиноватых пластов;

- значительное увеличение продуктивности скважины после интенсификации притока солянокислотной обработкой (СКО) – это явный признак пласта с естественной трещиноватостью. Кислотная обработка производится с целью увеличения ширины трещины и каналов;

- благодаря высокой проницаемости трещин горизонтальный градиент давления в трещиноватом пласте, как правило, небольшой, как вблизи скважины, так и по всему пласту.

В таблице 1 приводятся методы и их возможности и ограничения по выявлению трещин, из которой видно, что наиболее эффективными инструментами оценки трещиноватости являются акустический и электрический микросканеры.

На месторождениях ТПП «ТатРИТЭКнефть» Нурлатской группы наблюдалось обводнение продуктивных горизонтов в процессе освоения. С целью выяснения причин быстрого обводнения было решено провести исследование скважин расширенным комплексом, включающим высокотехнологические методы. Изучение трещиноватости в отложениях среднего и нижнего карбона проводилось в двух скважинах 1426 (присводовая) и 1429 (склоновая, крыльевая). Их расположение показано на рис. 1 структурной карты по кровле турнейского яруса. Был проделан анализ всего выполненного комплекса ГИС, в том числе, и методами электрического микросканера (МСИ), кросс-дипольного акустического каротажа (MPAL) и акустического сканера (САС) с целью выделения трещин, которые способствуют обводнению продукции скважины.

На рисунках 2, 3 представлены результаты интерпретации расширенного комплекса ГИС. На втором треке

* Ответственный автор: Ания Раисовна Рахматуллина
E-mail: omp31@tngf.tatneft.ru

© 2018 Коллектив авторов

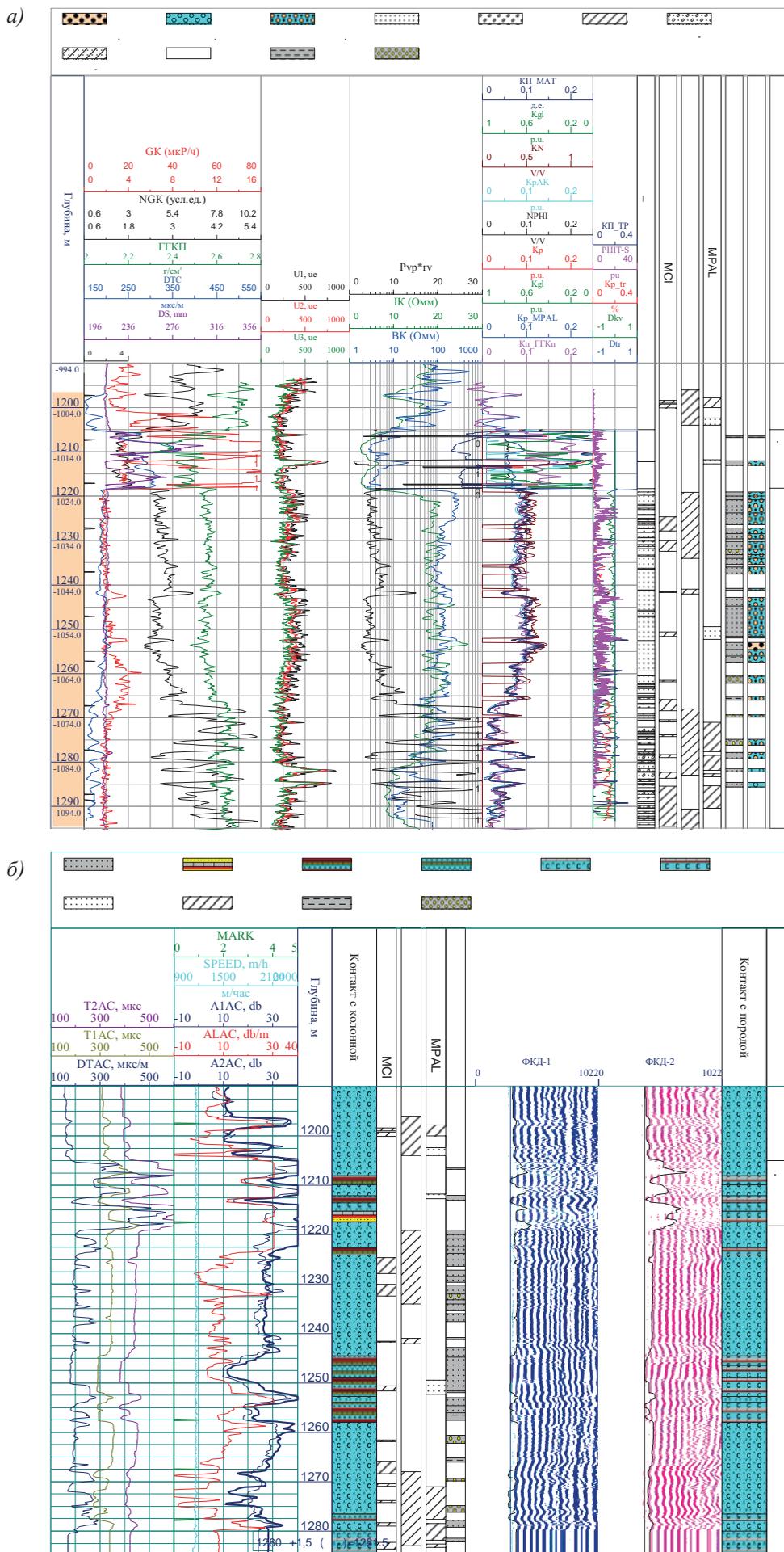


Рис. 2. Анализ трещиноватости по скв.1426 в отложениях нижнего карбона: а) открытый ствол, б) обсаженный ствол

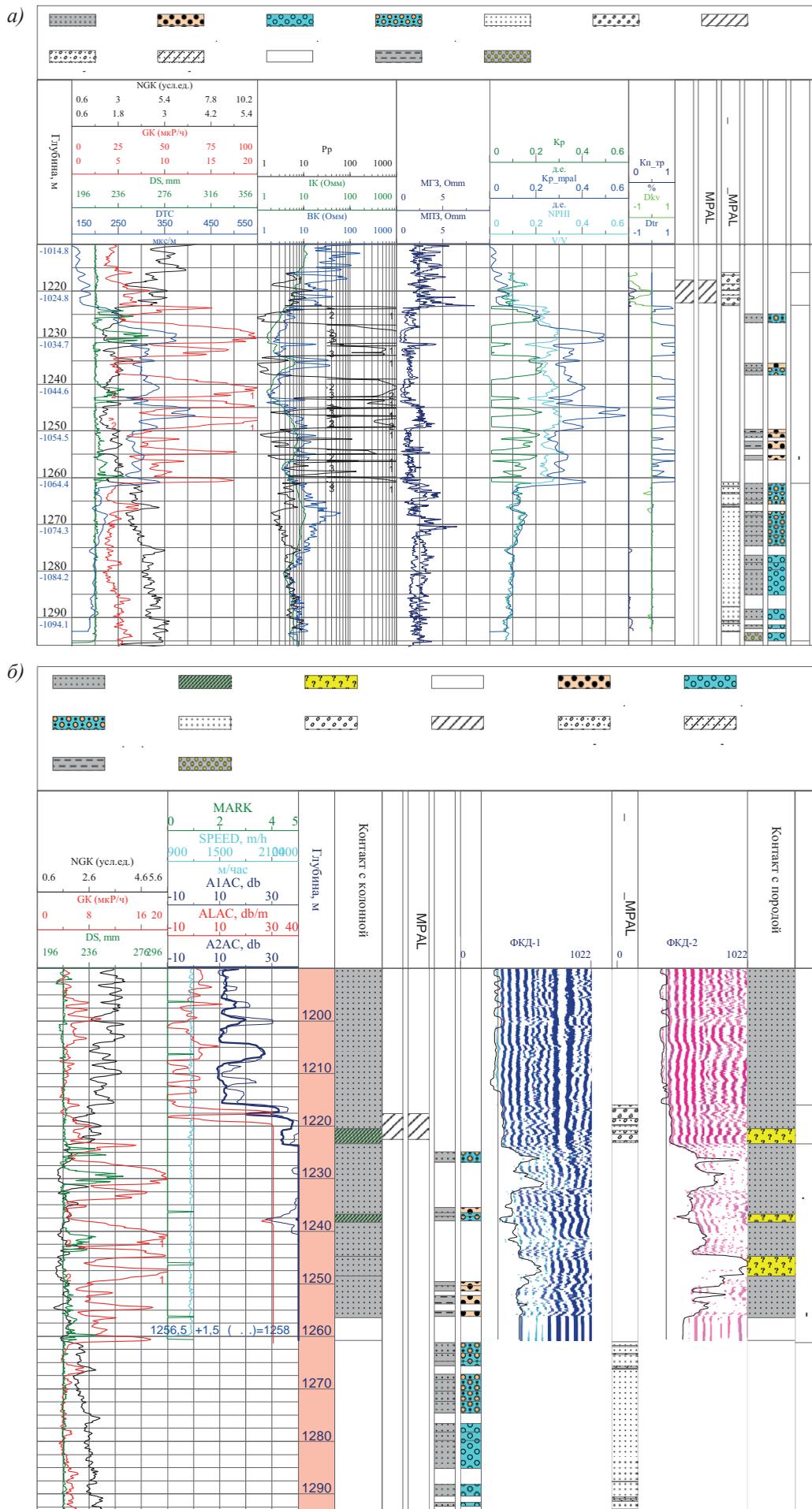


Рис. 3. Анализ трещиноватости по скв.1429 в отложениях нижнего карбона: а) открытый ствол, б) обсаженный ствол

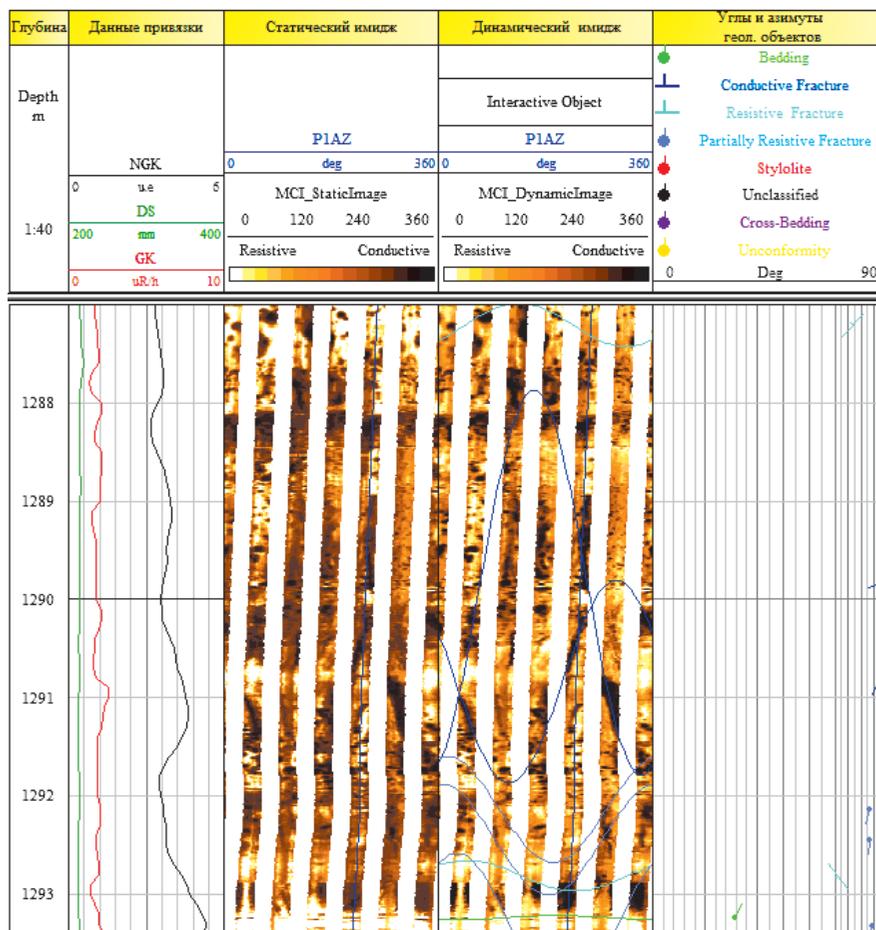


Рис. 4. Пример трещиноватого участка по данным электрического микросканера

Пример трещинного интервала по данным электрического микросканера представлен на рис. 4.

В скважине 1429, расположенной в крыльевой части, структуры по данным высокотехнологических методов было выявлено значительно меньше интервалов трещиноватости. Быстрое обводнение вероятнее всего обусловлено наличием субвертикальных трещин, связанных с нижележащими водоносными горизонтами. Причина обводнения скважин – наличие естественной трещиноватости горных пород.

Таким образом, по данным высокотехнологических методов выявлена причина быстрого обводнения скважин, которая связана с наличием естественной трещиноватости субвертикальной направленности.

Литература

Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. (2004). Петрофизика (физика горных пород). Москва: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 368 с.

Мухамадиев Р.С., Дубровский В.С., Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р., Полушина Д.А., Дюкова М.М. (2014). Изучение трещиноватости горных пород при помощи электрического и акустических имиджеров. *Нефть. Газ. Новации*, 2(181), с. 10-13.

Сведения об авторах

Ринат Нуруллович Абдуллин – начальник геологического отдела НТУ

ООО «ТНГ-Групп»

Россия, 423232, Бугульма, ул. Никитина 12а

Ания Раисовна Рахматуллина – главный геофизик геологического отдела НТУ

ООО «ТНГ-Групп»

Россия, 423232, Бугульма, ул. Никитина 12а

E-mail: omp31@tngf.tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 08.06.2018;

Принята к публикации 05.07.2018;

Опубликована 30.08.2018

IN ENGLISH

An example of practical application of information on fracturing according to the well logging data complex and high-tech methods

R.N. Abdullin, A.R. Rakhmatullina*

TNG-Group LLC, Bugulma, Russian Federation

*Corresponding author: Aniya R. Rakhmatullina, e-mail: omp31@tngf.tatneft.ru

Abstract. In the article the issue of investigation by logging methods of reservoirs with natural fracturing is considered. A special case of revealing the reason for fast watering of productive layers with the help of a logging data complex and high-tech methods, such as: cross-dipole acoustic logging, acoustic scanner, electric micro-imager is considered. Scanners allow us to get an image of the inner surface of the well wall in order to reveal fractures. Measurement of the propagation characteristics of acoustic waves is used to detect fractures. Complex interpretation led to the conclusion that the watering is due to the presence of sub-vertical fractures associated with the underlying aquifers.

Keywords: fracture, microscanner, watering

Recommended citation: Abdullin R.N., Rakhmatullina A.R. (2018). An example of practical application of information on fracturing according to the well logging data complex and high-tech methods. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 261-266. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.261-266>

References

- Dobrynin V.M., Vendel'shtein B.Yu., Kozhevnikov D.A. (2004). *Petrophysics (physics of rocks)*. Moscow: Neft' i gaz Publ., Gubkin RSU of oil and gas, 368 p. (In Russ.)
- Mukhamadiev R.S.I., Dubrovskiy V.S.I., Abdullin R.N.I., Rakhmatullina A.R.I., Polushina D.A.I., Diukova M.M. (2014). Study of Rock Fracturing through the Application of Electric and Acoustic Imagers. *Neft, Gas, Novaci*, 2(181), pp. 10-13. (In Russ.)

About the Authors

Rinat N. Abdullin – Head of the Geological Department, Directorate of Science and Technology, TNG-Group LLC
Nikitin st., 12a, Bugulma, 423232, Russian Federation

Aniya R. Rakhmatullina – Chief Geophysicist of the Geological Department, Directorate of Science and Technology, TNG-Group LLC
Nikitin st., 12a, Bugulma, 423232, Russian Federation

Manuscript received 08 June 2018;

Accepted 05 July 2018;

Published 30 August 2018

Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г.

Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла



Рассматривается значение геолого-геофизических исследований верхней части осадочного чехла платформенных территорий. На примере Республики Татарстан разбираются основные петрофизические характеристики слагающих пород, с применением аппарата математической статистики определяются достоверные интервалы и другие статистические параметры, на основе которых производится районирование региона по степени информативности данных геофизических методов разведки. Демонстрируется необходимость комплексного изучения верхней части разреза с использованием априорной информации. Предлагается методология прогнозирования естественной защищенности недр методами разведочной геофизики, даются примеры экспериментальных исследований ореолов загрязнения геологической среды в нефтедобывающих регионах.

Для специалистов, студентов и аспирантов геологического направления.

Казань: Изд-во Казанск. Ун-та, 2016, 216 с.
ISBN 978-5-00019-675-5



Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости

Е.П. Симоненко*, С.С. Долгирев, Ю.В. Кириченко
ООО «Помор-ГЕРС», Тверь, Россия

В данной статье освещены основные методы геофизических исследований скважин, направленные на изучение трещинных зон. Приведены примеры результатов количественной оценки трещинных параметров и примеры их использования при работе с сейсмическими данными и построении гидродинамической моделей. Сделан акцент на необходимости сквозной технологии изучения типа порового пространства по данным сейсмики, геолого-технологических исследований, керна, геофизических исследований скважин, промыслово-геофизических исследований, гидродинамических исследований.

Ключевые слова: трещины, коллектор, ГИС, промыслово-геофизические исследования, проницаемость, обводнение

Для цитирования: Симоненко Е.П., Долгирев С.С., Кириченко Ю.В. (2018). Возможности методов ГИС для изучения трещиноватости. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 267-273. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.267-273>

За 25-летнюю историю работы компании ООО «Помор-ГЕРС» накоплен большой опыт в области геофизических исследований скважин в разных регионах: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПП), Волго-Уральская нефтегазоносная провинция (ВУНГП), Сибирь, Казахстан, Узбекистан и др. Основной объем наших работ связан с крайне сложными объектами, к которым не подходят стандартные методики. Каждый регион имеет свои особенности, но проблемы типа порового пространства и тектоники стоят остро во всех регионах. В течение этих лет специалистами компании разрабатывались методики для изучения нестандартных коллекторов с акцентом на тип порового пространства.

Наши методики опробованы на более чем 20-ти месторождениях, на более 500 скважинах. Мы прошли путь от выделения зон трещиноватости на качественном уровне до количественной оценки по ГИС таких сложных параметров как плотность, раскрытость, емкость трещин, их проницаемость и т.д.

Основная мысль, которую мы пытаемся донести до Недропользователей, состоит в следующем: важны не отдельные, даже очень передовые дорогие технологии, а системные работы по изучению типа порового пространства. Необходима сквозная технология, позволяющая проверять и дополнять региональные работы по сейсмике, геологическому моделированию и т.д., что возможно только после бурения скважин.

Основные этапы получения информации, которые не должны «жить» самостоятельно, а постоянно перекликаться и дополнять друг друга: **геолого-технологические исследования (ГТИ), шлам, керна, геофизические исследования (ГИС) открытого ствола, испытания скважин, ГТИ+промыслово-геофизические исследования (ПГИ), ГИС закрытого ствола, результаты эксплуатации промысла.**

Необходим постоянно пополняемый документ, в

котором с первых дней работы должны отмечаться признаки присутствия или отсутствия трещин, каверн. Возможно в каких-то случаях это будет звучать даже странно: «трещины и каверны искали, используя методы (сейсмика, ГТИ, ГИС, ПГИ, ...) – отсутствуют». Это важно, как для возможности получения притока ожидаемых УВ, так и для предотвращения опережающего обводнения. Проблема трещин очень важна и для экологии, т.к. сброс «отработки» может приносить печальные результаты.

При изучении пород, особенно карбонатных, следует исходить из предположений, что трещины есть всегда (или были). Важно знать генезис трещин, какие они и сколько. Фотографии керна с различным типом трещин приведены на рис. 1-5.

В данной статье остановимся только на некоторых моментах в цепочке исследований, основанных на методах ГИС, которые позволяют перейти на новый уровень площадных и региональных исследований, крайне важных для построения гидродинамической модели.

Высокоразрешающие сканирующие методы

Важная группа относительно новых методов исследования сложных разрезов – это высокоразрешающие сканирующие методы, как электрические, так и акустические. Предшественниками этих методов послужили наклонометры, которые используются давно, но из-за ограничения или отсутствия компьютерных технологий не получили должного развития. Современные технологии производства аппаратуры, а главное компьютерные технологии визуализации и возможность многовариантной обработки полученных данных, дали рывок развития этого направления ГИС. Важное достоинство этих методов в возможности визуально и понятно не только для геофизиков соотнести картинку физических свойств породы с реальной породой. Ниже даны примеры такой визуализации (Рис 6, 7).

Фотографическим отображением разреза возможности метода не ограничиваются.

Для анализа строения залежи в целом и трещиноватости в масштабе месторождения большое значение

* Ответственный автор: Елена Петровна Симоненко
E-mail: info@pomorgers.ru

© 2018 Коллектив авторов

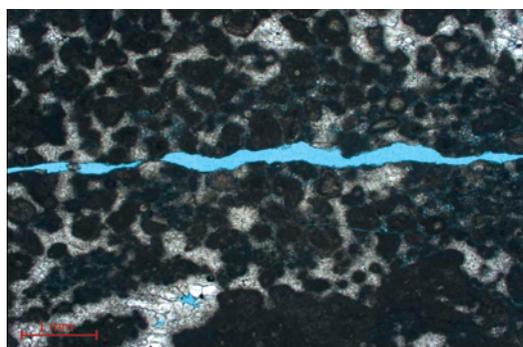


Рис. 1. Микротрещины (шлиф)

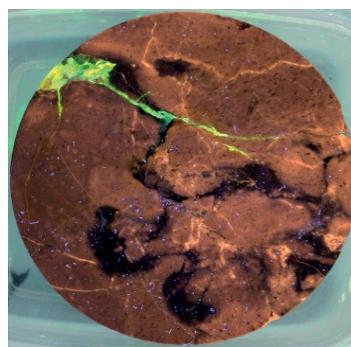


Рис. 2. Каверны вдоль трещин, (залечены битумом)



Рис. 3. Мезотрещины



Рис. 4. Макротрещины



Рис. 5. Тектонические трещины (частично залечены кальцием)

имеет статистическая обработка результатов сканирующих методов, что позволяет разделить группы трещин по азимуту, углу наклона. Анализ раскрытости трещин, емкости каверн вдоль трещин для каждой системы, дает представление о гидродинамических особенностях изучаемой части разреза на начальных этапах изучения.

Ниже приведены примеры результатов обработки сканеров (Рис. 8), пример построения карты распределения трещин по площади (Рис. 9) и пример комплексного анализа данных сейсмоки и ГИС (Рис. 10).

При изучении трещиноватости большое значение имеет метод волнового акустического каротажа. В последнее время широко используются приборы нового поколения, как отечественного производства (АВАК), так и предлагаемые западными сервисными компаниями (DSI, XMAC, SonicScanner и др.). Применение таких приборов обеспечивает ряд важных преимуществ в сравнении с более простыми приборами предыдущего поколения:

- Надёжную раздельную регистрацию волн разного типа (продольных, поперечных и т.н. волн Лэмба-Стоунли)
- Высокое качество регистрации амплитудных параметров всех волн.
- Регистрация анизотропии кросс-дипольным датчиком.

Это открывает новые возможности изучения параметров трещин (емкость трещин, раскрытость, количество трещин на метр (плотность трещин), проницаемость, ориентация в пространстве) (Рис. 11-14).

Одним из основных параметров при изучении пород является проницаемость. Крайне важно разделять

проницаемость, связанную с традиционным гранулярным коллектором и проницаемость обусловленную системой трещин. Главным методом для определения проницаемости является АК, но при условии получения волны Стоунли из волнового пакета. Следует помнить, что проявление волны Стоунли зависит не только от свойств породы, но и условий проведения каротажа, т.к. влияет состав раствора, состав флюида в прискважинной зоне, кавернозность ствола скважины. Не следует забывать, что одной из задач в процессе бурения является остановка фильтрации бурового раствора в пласт и при этом иногда используются механические примеси, желирующие добавки, что сильно меняет свойства прискважинной зоны, т.е. меняет проницаемость и условия распространения акустических волн. Конечно, есть ограничения, но это единственный метод ГИС, имеющий непосредственную связь с проницаемостью.

На рисунке 13 даны варианты расчета проницаемости по различным методикам:

- традиционный расчет проницаемости в зависимости от пористости, т.е. это проницаемость, связанная в основном с традиционным гранулярным коллектором (рост пористости – рост проницаемости);
- проницаемость, определенная по волне Стоунли, которая значительно выше проницаемости 1, а в кровле разреза имеет самую высокую проницаемость, что следует отнести к проницаемости трещинной, или каверновотрещинной системе (в этом участке общая пористость породы меньше 5%);

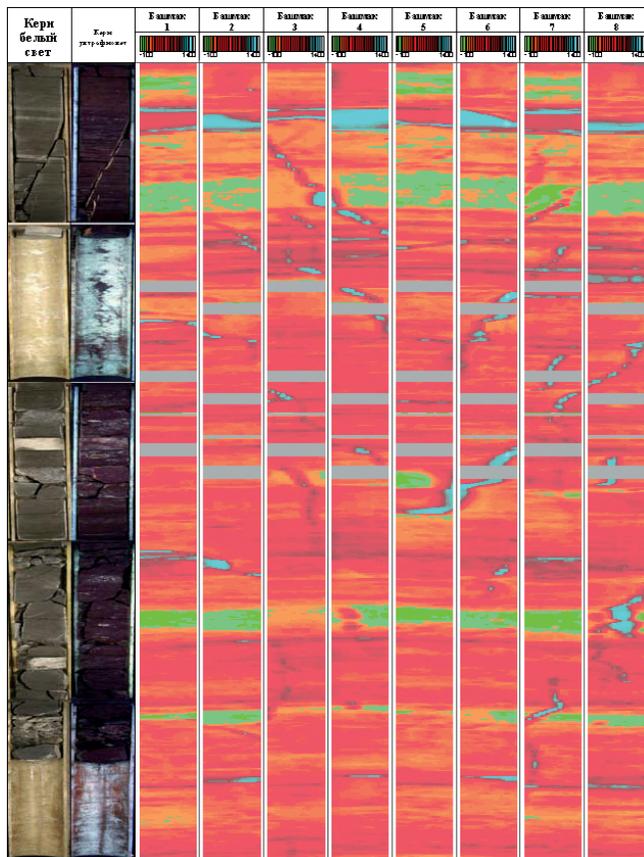


Рис. 6. Фото ядра и обработка первичных данных микросканеров («Помор-ГЕРС») для дальнейшего анализа с высокой доказательной базой

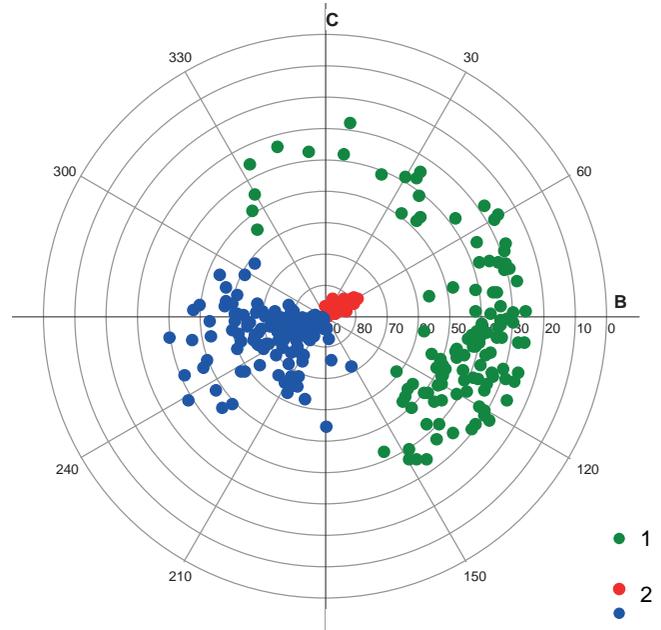


Рис. 8. Пример определения элементов залегания трещин и типизация трещин по особенностям залегания: 1 – группа субвертикальных трещин, 2 – группы наклонных трещин с азимутами простирания в крест друг другу.

- дифференциальная проницаемость, определенная в процессе испытания объекта по данным ПГИ и ГДИ (методика разработана в «Помор-ГЕРС»).

На рисунке 14 дан пример определения проницаемости отложений с отсутствием пород с пористостью более 5%. Притоки получены только в интервалах, где по данным акустики определена каверновая и трещинная емкость, где отмечается повышение проницаемости выше граничного значения по волне Стоунли.

На рисунках 11, 12 приведены примеры расчета трещинной пористости (емкости). Учитывая множество ограничений, которые имеют все методы ГИС, возникает вопрос о достоверности количественной оценки этого параметра, который определяется сотыми долями процента. Сложный вопрос и ответа у нас нет. Конечно, это крайне необходимый параметр, и количественная оценка важна при подсчете запасов залежей УВ, связанных только с трещинами. Однако такой вариант встречается крайне редко, а на фоне гранулярной и даже каверновой емкости трещинная емкость имеет крайне малый вклад. Для основной массы изучаемых месторождений важен сам факт присутствия такой емкости, т.к. именно эта емкость будет контролировать фильтрационные потоки, а возможность дифференциации этой емкости на количественном уровне позволяет встраивать этот параметр в гидродинамическую модель.

Ниже приведены карты распространения трещинной емкости по двум месторождениям. На одной из карт дана детальная градация по трещинной пористости, на другой карте разделение только по трем градациям: >0.01 %, 0.005-0.01 %, <0.005. (Рис.15)

Несмотря на то, что сегодня предпочтительно использовать аппаратуру типа АВАК11, ХМАК и т.п., не стоит отказываться от более распространенных приборов широкополосной акустики типа СПАК-6 и от информации, накопленной за предыдущие годы, если волновые пакеты сохранены только на бумажных носителях. Как правило,

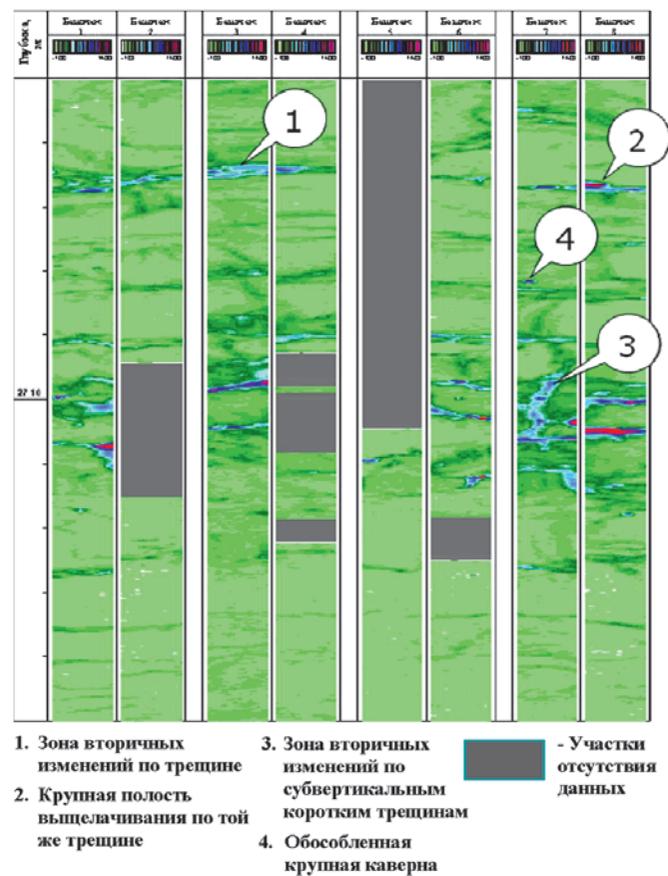


Рис. 7. Выделение объектов на микроимиджах

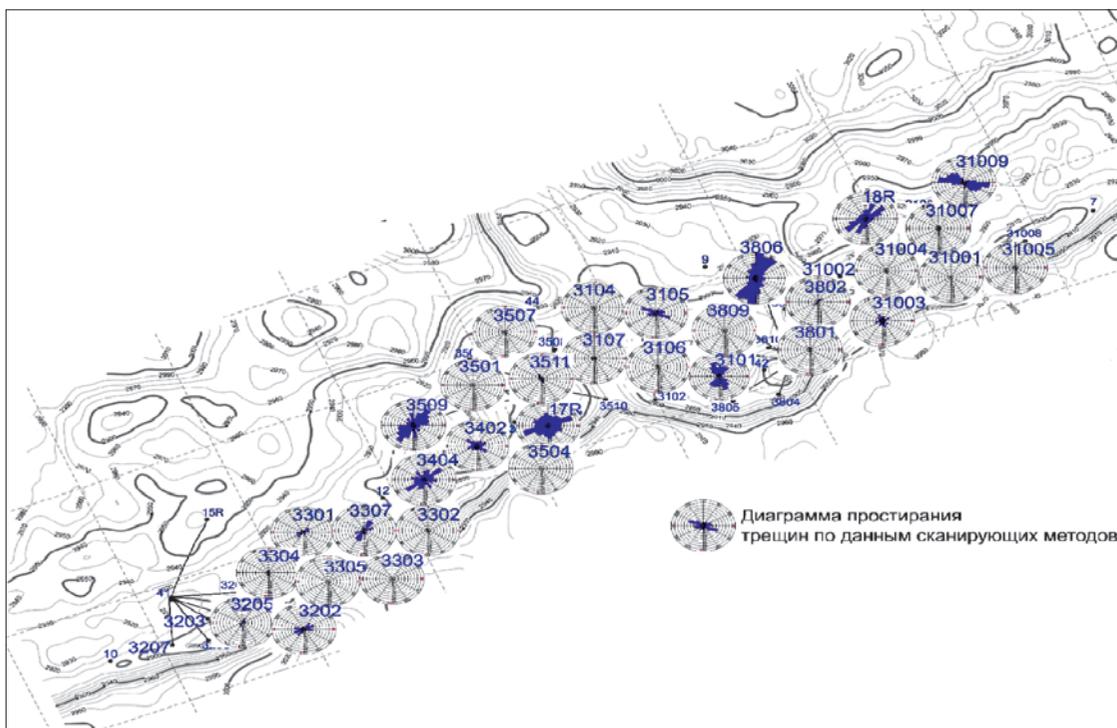


Рис. 9. Оценка доминирующего направления простирания трещин в изучаемом пласте по площади

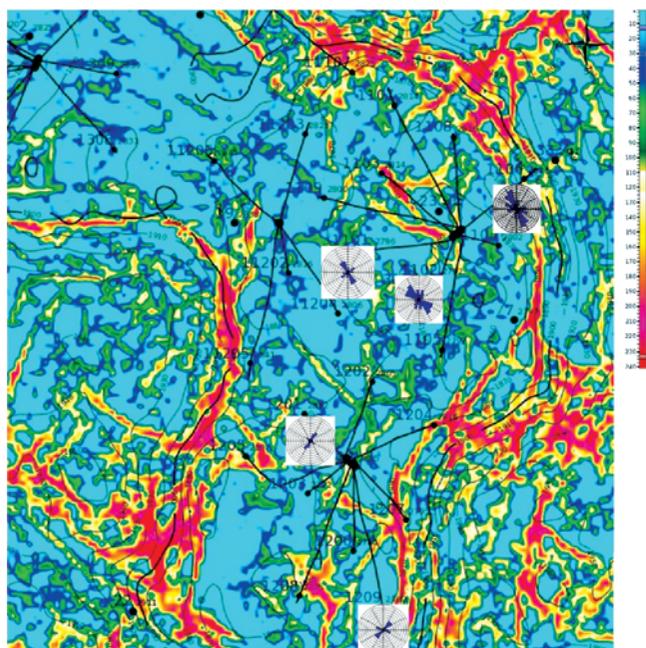


Рис. 10. Азимуты простирания трещин на фоне фильтрованной когерентности (ООО «ПетроТрейс Глобал»). Широкополосный акустический каротаж (возможности)

массовые исследования дают более ценную информацию, чем единственная запись высокого уровня. Хороший результат можно получить только при соединении всего спектра информации.

Опыт показывает, что акустический каротаж – наиболее информационный метод на сегодняшний день, и весь спектр его возможностей нам предстоит еще открыть.

Проверка теории практикой

Сложно сказать, где в нашей работе кончается теория и начинается практика, которая должна проверить теорию. Для методов ГИС, записанных в открытом стволе, практикой является работа скважины, которая контролируется

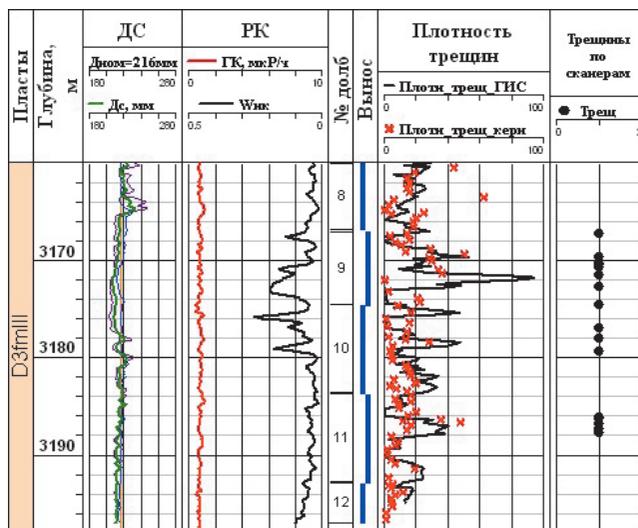


Рис. 11. Сравнение плотности трещин, определенных по данным АК и на колонке керна

другим набором методов ГИС – комплексом методов ПГИ и ГДИ. На рисунках 13, 14 дан пример расчета интенсивности притока и проницаемости по комплексу ПГИ и ГДИ в сравнении с методами ГИС открытого ствола. Не всегда комплекс ГИС открытого ствола соответствует нашим пожеланиям, как правило, волновой пакет отсутствует, или позволяет выделять зоны развития трещин только визуально на уровне «много-мало». На рисунке 16 дан пример такой скважины, где обозначены только зоны трещиноватости. Проницаемость рассчитана по результатам исследования керна и стандартным методам ГИС в зависимости от пористости (средняя, минимальная, максимальная). Минимальная проницаемость, как правило, соответствует преимущественно гранулярному коллектору, что мы видим по результатам промыслово-геофизических исследований в центральной части разреза на участке самой высокой пористости ($K_{II} = 25\%$). Несмотря

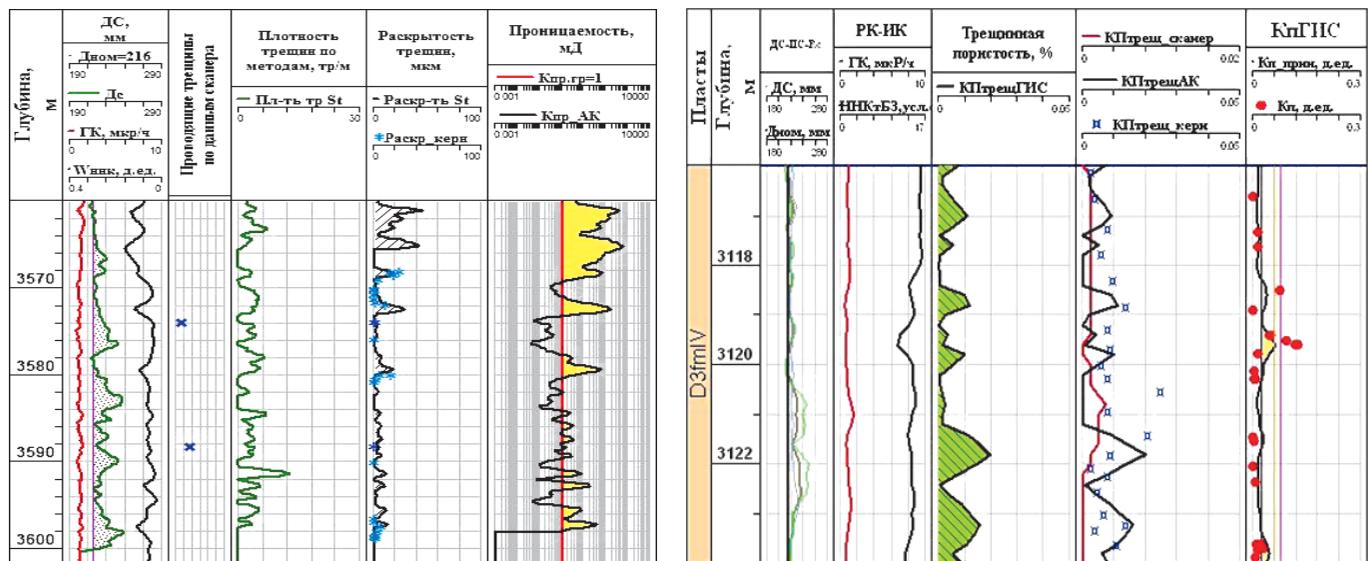


Рис. 12 Сравнение раскрытости и плотности трещин, определенных по данным АК и на колонке керна

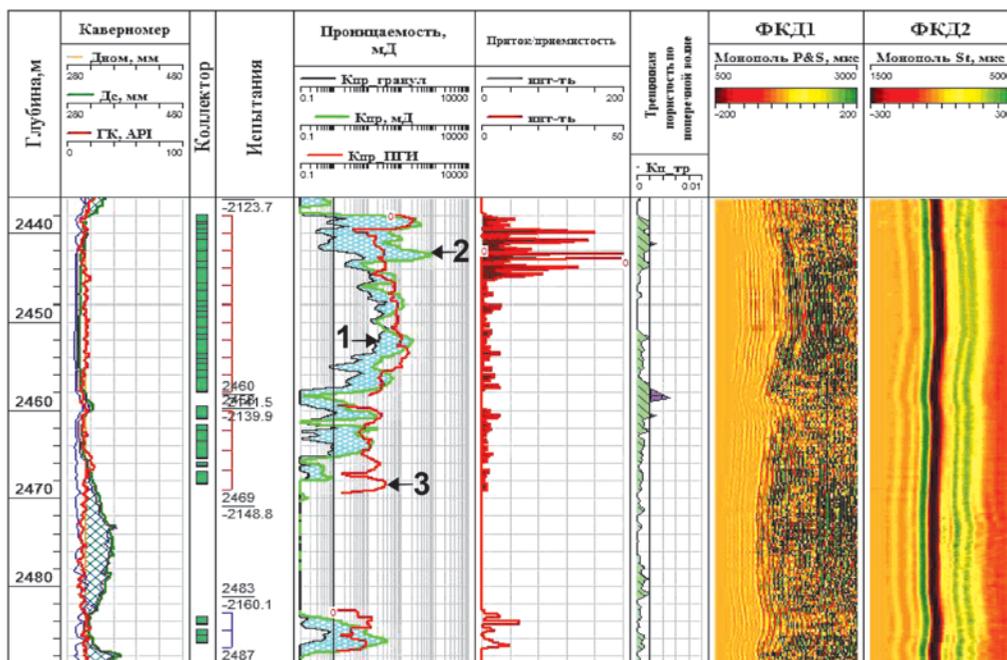


Рис. 13. Примеры определения емкости и проницаемости, связанных с трещинной системой, сравнение расчета пористости разными методиками

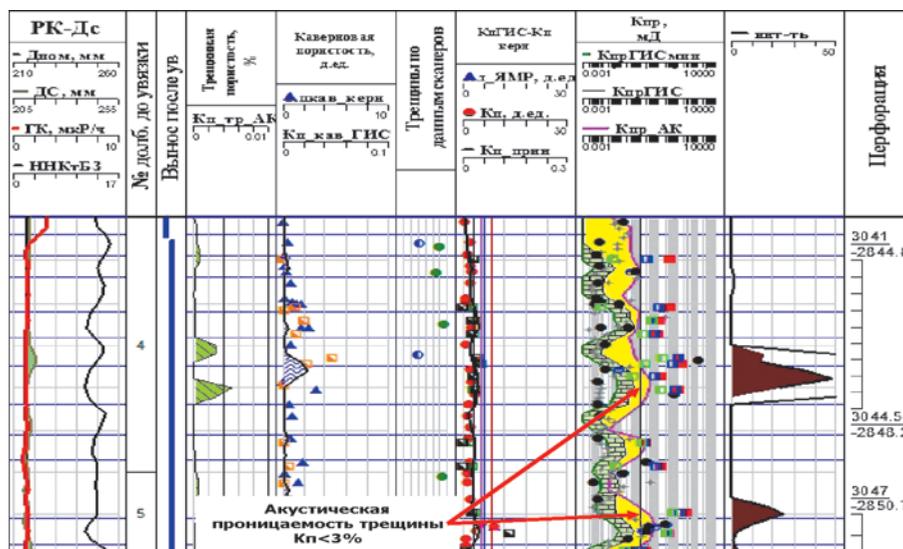


Рис. 14. Примеры определения емкости и проницаемости, связанных с каверново-трещинной системой

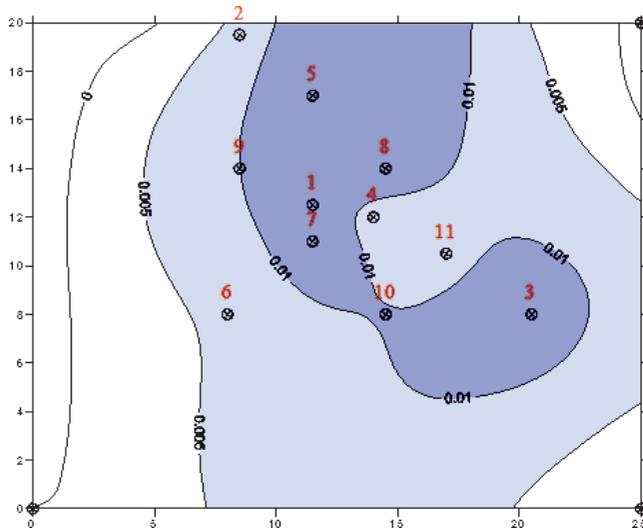
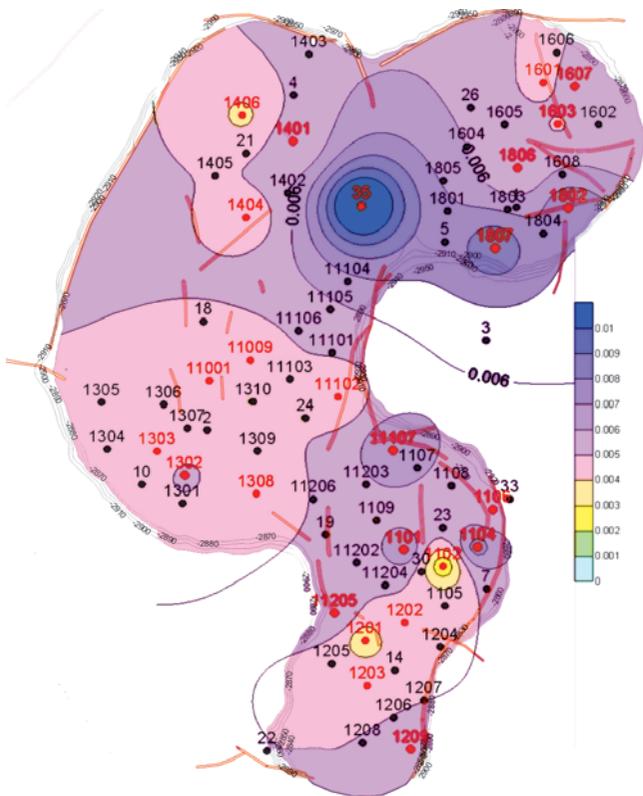


Рис. 15. Карты-схемы распределения трещинной емкости

на очень высокую пористость, основной приток нефти наблюдается в кровле из интервалов с признаками высокой трещиноватости по АК, и именно из этого интервала получено стремительное обводнение с резким снижением дебита нефти. Таких примеров можно привести множество и это основная причина, по которой необходим регламент, контролирующий объем исследований.

Заключение

В данной статье охвачен только малый спектр возможных исследований. Не затронут мощный блок исследований, проводимый при вскрытии пластов (ГТИ), гидродинамические исследования, трассирование. Важным этапом может служить совместная работа с сейсмиками по изучению зон напряжения, сдвиговых зон. Не следует забывать и старые проверенные методики выделения трещинных зон по таким широко распространенным

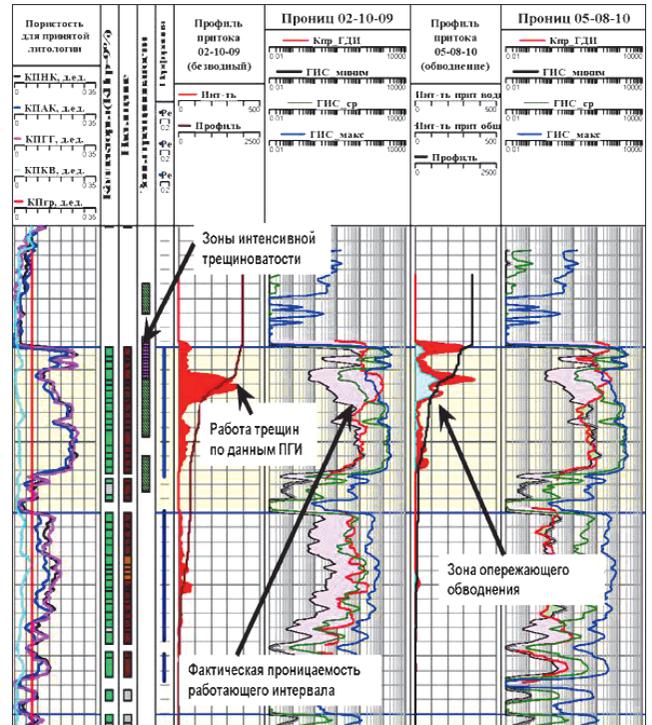


Рис. 16. Пример работы трещин

комплексам, как радиоактивный каротаж (РК), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК).

Можно привести множество примеров стремительного обводнения, примеров финансовых потерь из-за недостаточной изученности типа порового пространства. Изучать проблемы влияния трещин на месторождении начинают, как правило, после получения крайне негативных последствий (политика «страусов») и это основная причина, по которой необходим регламент, контролирующий объем исследований.

Необходим документ по результатам исследований, обязательный для передачи в контролирующую структуру, и главное – обязательный для передачи при смене Недропользователя. Возможно необходимо создавать полигоны, где будут отработываться методики работы с такими породами, в том числе и методики ГИС. Как минимум, полезно иметь три полигона с присутствием трещин, условно делящиеся на типы: 1 – низкая пористость; 2 – переменная пористость; 3 – битуминозность, органика.

Сведения об авторах

Елена Петровна Симоненко – Директор, ООО «Помор-ГЕРС»

Россия, 170100, Тверь, б-р Радищева, 40
E-mail: info@pomorgers.ru

Сергей Сергеевич Долгирев – Главный геофизик, ООО «Помор-ГЕРС»

Россия, 170100, Тверь, б-р Радищева, 40

Юлия Валерьевна Кириченко – Ведущий специалист, ООО «Помор-ГЕРС»

Россия, 170100, Тверь, б-р Радищева, 40

Статья поступила в редакцию 11.07.2018;
Принята к публикации 09.08.2018; Опубликовано 30.08.2018

The possibilities of well logging data methods for studying fracturing

*E.P. Simonenko**, *S.S. Dolgirev*, *YU.V. Kirichenko*

Pomor-GERS LLC, Tver, Russian Federation

**Corresponding author: Elena P. Simonenko, e-mail: info@pomorgers.ru*

Abstract. This article covers the main methods of geophysical well studies aimed at studying fractured zones. Examples of the results of a quantitative evaluation of fracture parameters and examples of their use when working with seismic data and constructing hydrodynamic models are given. The emphasis is made on the need for a cross-cutting technology to study the type of pore space from seismic data, geological and technological studies, core, geophysical studies of wells, field geophysical studies, hydrodynamic studies.

Keywords: fractures, reservoir, well logging, field geophysical studies, permeability, watering

Recommended citation: Simonenko E.P., Dolgirev S.S., Kirichenko YU.V. (2018). The possibilities of well logging data methods for studying fracturing. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 267-273. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.267-273>

About the Authors

Elena P. Simonenko – Director

Pomor-GERS LLC

Radishchev ave., 40, Tver, 170100, Russian Federation

Sergey S. Dolgirev – Chief Geophysicist

Pomor-GERS LLC

Radishchev ave., 40, Tver, 170100, Russian Federation

Julia V. Kirichenko – Leading Researcher

Pomor-GERS LLC

Radishchev ave., 40, Tver, 170100, Russian Federation

Manuscript received 11 July 2018;

Accepted 09 August 2018;

Published 30 August 2018

УТВЕРЖДЕНО

Председателем НС АН РТ
по геологии и разработке
нефтяных месторождений
Р.Х. Муслимовым

«15» апреля 2018 г.

**ПРОТОКОЛ
ЗАСЕДАНИЯ НАУЧНОГО СОВЕТА АКАДЕМИИ НАУК
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
по геологии и разработке нефтяных месторождений**

г. Казань

13,14 марта 2018 г.

Повестка дня: научно-практический семинар «Трещиноватость и флюидодинамика Земной коры и их роль в формировании и освоении месторождений нефти и газа»

С вступительным словом выступил академик Муслимов Р.Х.:

Понимание решающей роли трещиноватости в процессах фильтрации нефти пришло во второй половине прошлого столетия, когда в разработку стали вводиться залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). Наиболее ярко это проявилось при разработке залежей в карбонатных коллекторах.

Карбонатные пласты макро- и микронеоднородны, содержат включения других минералов: гипса, кальцита, ангидрита, глин, пирита, а также битумов и различных окислов металлов. На совместную фильтрацию нефти и воды или же нефти, воды и газа, большое влияние оказывают состав пород и физико-химические свойства этих фаз, а также самой трещиноватой породы и степень раскрытия трещин.

Необходимо отметить, что роль трещин в вытеснении нефти в процессе разработки является важнейшей не только для трещинных, но и для гранулярных коллекторов. Ведь макро- и микротрещины имеются практически в подавляющем большинстве пород-коллекторов.

В большинстве случаев присутствуют трещины различного происхождения и генерации. Так на башкирской залежи Аканского месторождения установлено наличие трещин различного происхождения. Здесь на фоне мелких трещин различной генерации присутствуют и более крупные вертикальные и субвертикальные трещины тектонического происхождения. Эти особенности строения залежи были выявлены недавно современными методами исследований.

После начала освоения сланцевых нефтей и залежей в плотных коллекторах появилось несколько иное понимание роли природной трещиноватости в процессах аккумуляции сланцевой нефти и роли искусственной трещиноватости в процессах фильтрации пластовых флюидов.

На повестку дня встали вопросы детального исследования различных видов трещиноватости в различных геологических условиях и ее связи с процессами аккумуляции и фильтрации нефти. Ситуация требует применения как ранее разработанных, так и новых инновационных технологий геологических исследований.

С докладами и в ходе их обсуждения выступили: Кузнецов О.Л., Глухманчук Е.Д., Чиркин И.А., Ерохин Г.Н., Чеботарева И.Я., Дрягин В.В., Рахматуллина А.Р., Трофимов В.А., главный геолог ПАО «Татнефть» Р.С. Хисамов, главный геолог ЗАО «Нефтеконсорциум» Ф.И. Мифтахов, зам. генерального директора по экспертизе ГТМ ЗАО «Консалдинговый центр» И.М. Нуриев, главные геологи ННК РТ, внс Центра естественно-научных исследований ИПИ АН РТ И.Н. Плотникова, генеральный директор ООО «ЦСМРнефть» Ю.А. Волков, генеральный директор КНТЦ «Недра» В.М. Михайлов, заведующий Центра естественно-научных исследований ИПИ АН РТ А.Н. Шакиров, председатель НС АН РТ академик Р.Х. Муслимов и др.

По результатам обсуждения решили:

1. Рекомендовать нефтяным компаниям Республики Татарстан провести опытно-промышленные испытания (ОПИ) инновационных отечественных методов и технологий:

- технологию КСАЭ (Чеботарёва И.Я., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва; Дрягин В.В., ООО «НПФ Интенсоник», Екатеринбург) – каротаж сейсмоакустической эмиссии для выявления пропущенных нефтенасыщенных пластов в структуре сложно построенных продуктивных коллекторов, определение газоносности продуктивных коллекторов и источников обводнения пластов, выбора интервалов перфорации, локализации потенциально проницаемых прослоев, восстановления проницаемости призабойной и удаленной зоны пласта;
- технологию OilRiver (Глухманчук Е.Д., ЦГМ, Ханты-Мансийск) – для детального картирования трещинно-блоковой структуры и оценки её роли в выработке запасов;
- методы CSPD (Ерохин Г.Н., Балтийский Федеральный университет), СЛБО и СЛОЭ (Чиркин И.А., Государственный университет «Дубна») – решающие вопросы выявления зон с открытой трещиноватостью;
- методы ГИС ООО «ТНГ-Групп» по определению трещиноватости.

2. Апробацию технологий и методов по п.1, других аналогичных работ, следует проводить в рамках утвержденной «Программы развития приоритетных научных исследований в области геологии и разработки месторождений ННК в РТ на 2015-2025 г.» (далее – «Программа 2015-2025 гг.»).

Для тестирования (опробования) новых технологий по изучению трещиноватости и нефтенасыщенности сложно построенных коллекторов, а также для оценки эффективности различных геофизических технологий при решении разнообразных прикладных задач на основе изучения трещиноватости геологической среды считать целесообразным выбор на территории месторождений ННК эталонных участков для испытания различных технологий. Это позволит рекомендовать из тестируемых технологий наиболее оптимальные, что при дальнейшем их использовании будет способствовать не только повышению эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ, но и существенному увеличению полноты и темпа отбора УВ на разрабатываемом месторождении при снижении эксплуатационных расходов и соблюдении высокой экологической безопасности.

В качестве потенциальных месторождений для выбора эталонных участков рекомендовать следующие: Зюзеевское, Аканское, Демкинское, Степноозерское, Тавельское и др., входящие в «Программу 2015-2025 гг.».

3. Рассмотреть вопрос о выборе эталонных участков и комплексе тестируемых технологий и дополнений к «Программе 2015-2025 гг.» коллегиально на заседании Научного Совета АН РТ при участии главных геологов ННК, после чего разработать дополнение к настоящему Решению совещания.

Ответственные: ИПИ АН РТ, ННК РТ, ЗАО «Нефтеконсорциум», ЗАО «Консалтинговый Центр».

4. Первоочередные ОПИ технологий и методов перечисленных в п.1 подготовить и провести на следующих эталонных участках Аканского и Тавельского месторождений ННК:

4.1. На Аканском нефтяном месторождении:

- в участках разрезом с невыясненной нефтеносностью на 2-3 скважинах провести исследования методами широкополостного акустического каротажа и КСАЭ;
- с целью выделения полей трещиноватости и выявления характера флюидонасыщенности провести переобработку и переинтерпретацию результатов сейсморазведки 3D методами СЛБО, СЛОЭ.

4.2. На Тавельском нефтяном месторождении:

- провести в участках разрезом с невыясненной нефтеносностью на 2-3 скважинах исследования методами широкополостного акустического каротажа и КСАЭ;
- провести тестирование и ОПИ технологий «OilRiver» и CSPD.

5. По проблеме заколонных перетоков.

Для разработки технологии обнаружения заколонных

перетоков из вышележащих горизонтов в интервал перфорации рекомендовать ООО «ТНГ-Групп»:

- совместно с ООО НПФ «Интенсоник» (г. Екатеринбург) изучить возможность использования побочного эффекта вызванной акустической эмиссии коллекторов;

- совместно с ООО НПФ «ГеоТЭК» (г. Уфа) изучить возможности использования активной термометрии.

По результатам работ подготовить предложения по практической реализации предлагаемых технологий. Ответственные: ЗАО «Консалтинговый центр», ЗАО «Нефтеконсорциум».

6. Совершенствование ГИС.

Провести анализ комплекса ГИС, используемого в настоящее время на месторождениях ННК, и оценить его информативность по изучению трещиноватости и оценки ее влияния на ФЕС и другие характеристики продуктивных пластов (ответственные: ООО «ТНГ-Групп» совместно с ЗАО «Нефтеконсорциум»).

Разработать план тестирования (опробования) новых методов ГИС, направленных на изучение трещиноватости, на объектах ННК. Для этого ООО «ТНГ-Групп» совместно с ЗАО «Нефтеконсорциум» выбрать скважины на эталонных участках месторождений ННК и провести исследования с использованием рекомендуемого ООО «ТНГ-Групп» комплекса ГИС:

- ВАК-8, MPAL – для определения интервалов трещиноватости;
- МСИ – для определения характеристик трещин (открытые, закрытые, угол падения, азимут);
- САС – для определения углов падения и азимутов (имеются ограничения: реагирует на раствор, зенитный угол ствола скважины).

7. Сейсморазведка.

ЗАО «Нефтеконсорциум» совместно с ООО «ТНГ-Групп» разработать рекомендации по включению в отчеты о выполненных сейсморазведочных работах 2Д и 3Д информации по наличию трещиноватости на исследованном участке.

Всем ННК, планирующим проведение сейсморазведочных работ на лицензионных участках, в обязательном порядке требовать от исполнителя информацию о развитии трещиноватости геологической среды и использовать эту информацию при последующем планировании бурения, создания системы ППД и т.д.

8. Все перечисленные работы необходимо включить в «Программу развития приоритетных научных исследований в области геологии и разработки месторождений ННК в РТ на 2015-2025 г. (2018 г.)».

9. Координацию работы по исполнению данного решения возложить на Экспертно аналитическую группу при АН РТ.

Учёный секретарь НС

А.Н.Шакиров

ГеоЕвразия-2019

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка
«Современные технологии изучения и освоения недр Евразии»

Geosciences Eurasia Conference and Exhibition

ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ:

- Региональные геолого-геофизические исследования
- Актуальные вопросы нефтегазовой геологии
- Геологическое моделирование месторождений нефти и газа
- Геофизические исследования и работы в скважинах на нефть и газ
- Петрофизика и геомеханика
- Сейсмические технологии
- Скважинная сейсморазведка
- Геофизическое оборудование и аппаратура
- Малоглубинная геофизика
- Геолого-геофизические исследования месторождений твердых полезных ископаемых
- Морские исследования и освоение шельфовых ресурсов
- Подземные воды и опасные геологические процессы
- Дистанционное зондирование Земли
- Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли
- Цифровая трансформация индустрии

ВАЖНЫЕ ДАТЫ

- Для докладчиков:**
- 1 мая Начало приема кратких аннотаций
 - 15 сентября Окончание приема кратких аннотаций
 - 15 октября Оповещение авторов о включении в программу конференции
 - 1 ноября Окончание приема полных тезисов докладов/публикация предварительной программы конференции
- Для участников конференции:**
- 25 апреля Открытие регистрации
 - 1 ноября Окончание льготной регистрации
 - 25 декабря Окончание предварительной регистрации
 - 4-7 февраля Регистрация на месте
- Для участников выставки:**
- 25 апреля Начало приема заявок на выставку
 - 25 августа Окончание бронирования выставочных площадей по льготной цене
 - 25 октября Окончание бронирования выставочных площадей

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

- Применение робототехники и беспилотных летательных аппаратов для геофизических исследований
- Современные геотермические исследования
- Геомониторинг и экологические изыскания на шельфе
- Разработка отечественного программного обеспечения
- Юниорные компании
- Цифровые технологии: где мы, куда идём и как быстро?
- Физика пласта: предметы и задачи
- Нефтегазоносность Сахалинского шельфа
- Поиски нефти и газа в районах сложного геологического строения
- Геолого-экономический анализ
- Геологическое и геофизическое образование
- Управление проектами

ВАЖНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Даты проведения	4-7 февраля 2019 г
Место проведения	Центр международной торговли, Москва
Ожидаемое количество участников	1500
Площадь выставки	1500 м ²



Международная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество (МОО ЕАГО)



Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (Ассоциация «АИС»)



Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО)

EAGEEUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOLOGICAL ENGINEERS

Календарь мероприятий Регионального офиса EAGE в России и странах СНГ в 2019 году

25 – 29 марта 2019 г.	Тюмень 2019 6-я научно-практическая конференция	Тюмень, Россия
8 – 9 апреля 2019 г.	Совместный семинар EAGE/SPE 2019 Наука о сланцах: теория и практика	Москва, Россия
22 – 26 апреля 2019 г.	Инженерная и рудная геофизика 2019 15-я юбилейная научно-практическая конференция и выставка	Геленджик, Россия
22 – 26 апреля 2019 г.	Морские геофизические технологии 2019 Конференция и выставка	Геленджик, Россия
27 – 31 мая 2019 г.	Горизонтальные скважины 2019. Проблемы и перспективы 3-я научно-практическая конференция	Калининград, Россия
9 – 13 сентября 2019 г.	Геомодель 2019 21-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	Геленджик, Россия
1 – 3 октября 2019 г.	Углеводородный потенциал Дальнего Востока 2019 5-й научно-практический семинар	Южно-Сахалинск, Россия
18 – 22 ноября 2019 г.	Образовательные дни Москва 2019 Программа образовательных курсов по геонаукам	Москва, Россия

С полным перечнем мероприятий EAGE можно ознакомиться на сайтах www.eage.ru и www.eage.org.