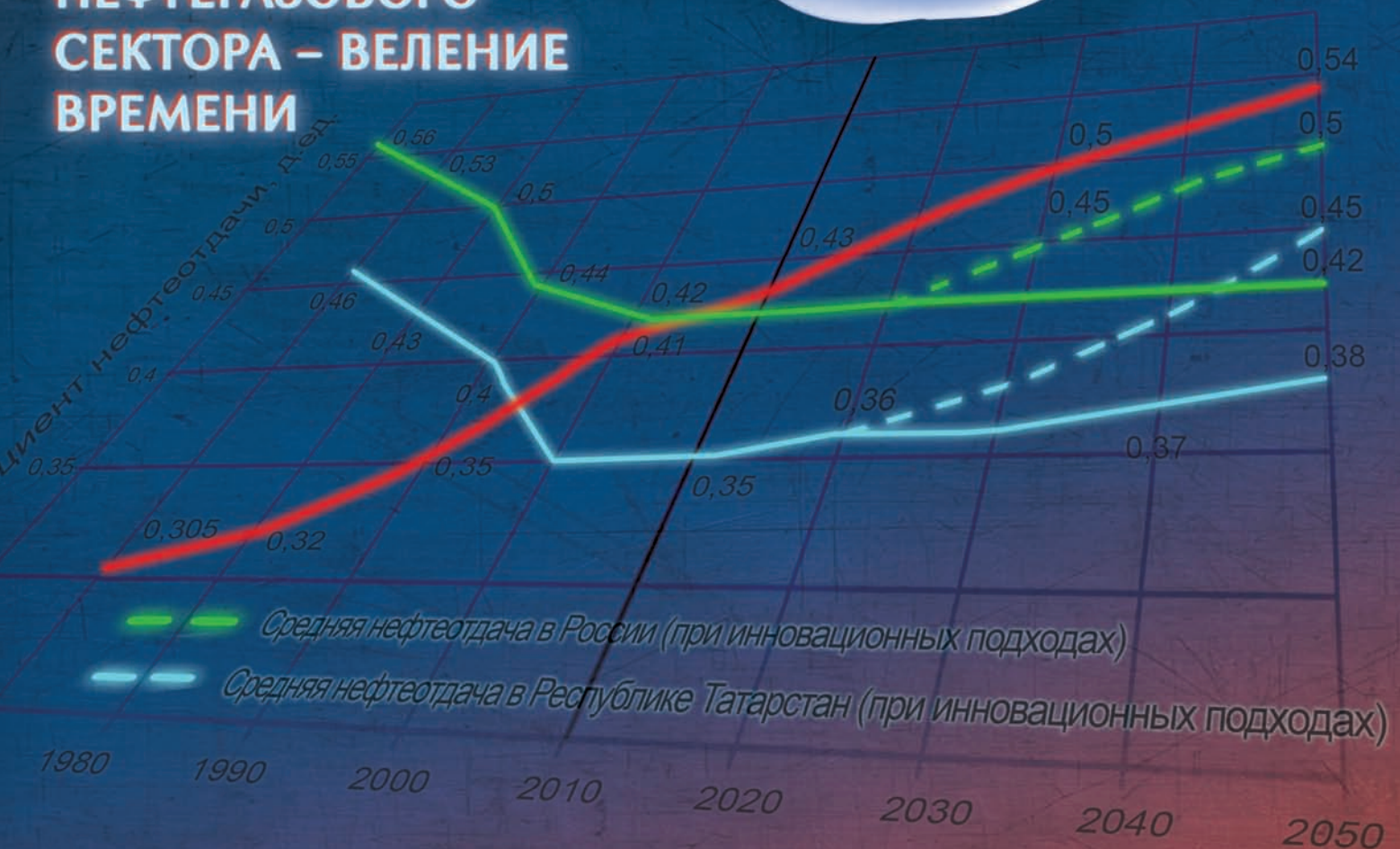


научно-технический журнал

Георесурсы

1(56) 2014

**ИННОВАЦИИ И
ШИРОКАЯ
МОДЕРНИЗАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО
СЕКТОРА – ВЕЛЕНИЕ
ВРЕМЕНИ**



- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Академия наук Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – Ренат Халиуллович Муслимов
 e-mail: mail@geors.ru

Фундаментальные науки: Н.Н. Непримеров, М. Бергеманн (Германия), Э.И. Богуславский, Д. Мерсерат (Франция), Л.Р. Тагиров, В.В. Самарцев, Л.М. Ситдикова, А.Н. Саламагин, Н. Ванденберг (Бельгия), Г. Холл (Великобритания), М.Д. Хуторской, М.Х. Салахов, Дж. Пурт (Франция)

Минеральные ресурсы: Д.К. Нургалиев, Н.П. Запивалов, Е.Б. Грунис, Р.С. Хисамов, Р.Х. Масагутов, В.А. Трофимов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, Н.С. Гатиятуллин, Т.М. Акчурин, И.Н. Плотникова, В.Г. Изотов, О.П. Ермолаев, Ю.А. Волков, А.С. Борисов

Редакция:

Ответственный секретарь – Христофорова Дарья Анатольевна, e-mail: daria.khr@mail.ru
 Технический редактор – Николаев А.В.
 Специалист по компьютерной верстке – Абросимова И.С.
 Специалист по художественному оформлению – Люкшин А.А.
 Специалист по переводу – Баязитова А.Р.
 Веб-редактор – Сабиров А.П.

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет
 Кремлевская 16а, офис 118, Казань, 420008, Россия
 Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846
www.georesources.kpfu.ru e-mail: mail@geors.ru

Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № ФС77-38832
 выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Журнал включен в «Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук»

Журнал включен в международную систему цитирования Georef и систему РИНЦ

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

Издательство Казанского университета
 Кремлевская 16а, Казань, 420008, Россия
 Тел: +7 843 2924454

Подписано в печать 30.06.2014. Тираж 1000
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
 420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

Статьи

Р.Х. Муслимов

Инновации и широкая модернизация нефтегазового сектора – объективная необходимость современного развития России 3

Р.З. Мухаметшин

Нерешенные проблемы и решаемые задачи инновационного проектирования разработки месторождений нефти 11

М.Я. Боровский

Внедрение геофизической технологии оптимизации систем разработки месторождений углеводородного сырья – составная часть инновационного проектирования 19

Н.П. Запивалов

Инновационные технологии в разведке и разработке нефтегазовых месторождений на основе новой геологической парадигмы 23

Ю.А. Волков, В.Н. Михайлов

Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений 29

В.П. Морозов, И.Н. Плотникова, А.А. Ескин, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин, Н.В. Пронин

Структура пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов и ее связь с составом нефтей 35

Р.Х. Муслимов, Ю.А. Волков

Через организацию инновационного проектирования разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений к модернизации управления нефтяной отраслью 38

Р.Н. Салиева

Государственное управление в сфере недропользования в Российской Федерации 43

Я.Г. Аухатов, Л.М. Ситдикова, Г.Д. Исаев

Визуальная оценка трещиноватости kernового материала с элементами геодинамической интерпертации (Западная Сибирь) 48

А.В. Насыбуллин, Р.З. Саттаров

Применение стохастического моделирования для оценки зависимости коэффициента охвата заводнением от показателей макронеоднородности 51

В.Н. Михайлов, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, Ю.А. Волков

Интервальная оценка достоверности параметров интерпретации кривой восстановления давления с учетом и без учета переходного участка 54

На обложках

Международная научно-практическая конференция
 «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогноз»

Персоналии

100-летие Александра Михайловича Григоряна 59

Татьяна Евгеньевна Данилова

90-лет со дня рождения 61

Executive Board:

Editor in Chief – Renat Kh. Muslimov
 e-mail: mail@geors.ru

Fundamental Science: N. Neprimerov, M. Bergemann, E. Boguslavsky, D. Mercerat, L. Tagirov, V. Samartcev, L. Sitdikova, A. Salamatina, N. Vandenberg, G. Holl, M. Salakhov, M. Khoutorskoy, J. Poort

Applied Researches:

D. Nourgaliev, E. Grunis, R. Khisamov, N. Zapivalov, R. Masagutov, V. Trofimov

Advisory Board:

A. Aganov, N. Gatiyatullin, T. Akchurin, V. Izotov, I. Plotnikova, O. Ermolaev, A. Borisov, Yu. Volkov

Editorial Office:

Deputy editor: Daria Khristoforova,
 e-mail: Daria.Khr@mail.ru

Editor: Irina Abrosimova
 Prepress by Alexander Nikolaev
 Design by Artem Lukshin
 Translator: A. Bayazitova
 Web-editor: A. Sabirov

Editorial address:

Kazan (Volga region) Federal University
 Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
 Phone: +7 843 2924454, +7 937 7709846
 Fax: +7 843 2924454

www.georesources.ksu.ru. e-mail: mail@geors.ru

Registered by the Federal Service for Supervision of Communications and Mass Media.
 No. PI № FS77-38832

The Journal is included in the international databases of **Georef**

Subscription index in the Russian Rospechat Catalogue: **36639**
 You can find full text electronic versions of the Journal on www.elibrary.ru (Russian Scientific Electronic Library)

The Journal is issued 4 times a year
 Circulation: 1000 copies
 Issue date: 30.06.2014
 Printed by «Izdatelsky Dom «Kazanskaya Nedvizhimost», JSC
 Sibirsky Tract Street 34, Kazan, 420029, Russia
 build. 4, off. 324. Phone/Fax: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

All rights protected. No part of the Journal materials can be reprinted without permission from the Editors.

articles

R.Kh. Muslimov
 Oil and Gas Sector Wide Modernization and Innovations – the Objective Necessity for the Modern Development of Russia 3

R.Z. Mukhametshin
 Unresolved Problems and Solved Tasks of Innovative Reservoir Engineering 11

M.Ya. Borovskiy
 Geophysical System Optimization Implementation in the Hydrocarbons Fields Development is Constituent Part of Innovative Engineering 19

N.P. Zapivalov
 Innovative Technologies in Oil and Gas Fields Exploration and Development Based on the New Geological Paradigm 23

Yu.A. Volkov, V.N. Mikhaylov
 Quantitative Criteria for Quality Management of Long-term Developed Fields Models 29

V.P. Morozov, I.N. Plotnikova, A.A. Eskin, E.A. Korolev, A.N. Kol'chugin, N.V. Pronin
 Voids Structure of Carbonate Reservoir and its Relation with Oil Composition 35

R.Kh. Muslimov, Yu.A. Volkov
 Through Organization of Innovative Engineering of Long Operated Oil Fields to the Oil Industry Modernization 38

R.N. Salieva
 State Management in Subsoil Use in the Russian Federation 43

Ya.G. Aukhatov, L.M. Sitdikova, G.D. Isaev
 Visual Assessment of Core Material Fracturing with Elements of Geodynamic Interpretation (Western Siberia) 48

A.V. Nasybullin, R.Z. Sattarov
 Application of Stochastic Simulation to Estimate the Dependence of Sweep Efficiency on Macroheterogeneity Indicators 51

V.N. Mikhaylov, M.R. Dulkarnaev, F.S. Salimov, Yu.A. Volkov
 Interval Estimation of Reliability of Pressure Recovery Curve Interpretation Parameters with and without Consideration of the Transition Section 54

information

International Scientific and Practical Conference «Hard to recover and unconventional oil: experience and prospects»
 Kazan, Russia, 3-5 September 2014

100th anniversary of Alexander M. Grigoryan 59

Tatiana Danilova (90 years birthday) 61

Инновации и широкая модернизация нефтегазового сектора – объективная необходимость современного развития России

В статье показаны недостатки и преимущества госрегулирования недропользованием в РФ. Эффективная система государственного регулирования недропользованием способствует решению основной проблемы развития нефтегазового сектора (НГС) – оптимизации добычи и максимизации КИН. Представлен анализ углеводородного потенциала РФ, включая традиционные и нетрадиционные УВ, что позволяет определить приоритетные направления освоения различных категорий УВ, составить научно обоснованную стратегию эффективного развития топливно-энергетического комплекса. Предлагаются меры для решения назревших проблем в НГС и стабильного развития страны в ухудшающихся условиях.

Ключевые слова: топливно-энергетические ресурсы, трудноизвлекаемые запасы нефти, нетрадиционные ресурсы, воспроизводство минерально-сырьевой базы, методы увеличения нефтеотдачи, инновационное проектирование, стандарты.

Россия по своему данному свыше природному потенциалу и созданному огромным трудом советского народа мощному потенциалу добычи топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) является сильной энергетической державой. В течение почти 15 лет внешние условия развития ключевых в ТЭР нефтегазовых отраслей были неслышанно благоприятными, но внутренние все больше ухудшались. Это выразилось в росте коррупции, массовом приходе к управлению непрофессионалов, резкому уменьшению чиновников-государственников и массовой их замене на чиновников, мало думающих о благе государства, на так называемых успешных менеджеров. Все это и многое другое сегодня главная внутренняя государственная угроза для стабильного развития страны.

В начале XXI столетия РФ получала невиданные преимущества для своего экономического развития. В основном, за счет небывалого роста цен на нефть, которые за последние 30 лет возросли в 38 раз и сейчас находятся на небывало высоком уровне (более 100долл/барр.). То же самое по газу, так как цена последнего привязана к цене нефти (Муслимов, 2014 в). К сожалению, Россия не сумела воспользоваться такими преимуществами длиной 15 лет для всестороннего развития экономики и осталась в положении перманентно усиливающейся зависимости от мировой конъюнктуры на нефть.

В дальнейшем такая хорошая, постоянно растущая ценовая конъюнктура рынка не прогнозируется. Для России с учетом разницы курса валют и инфляции даже максимально прогнозируемый уровень будет не выше сегодняшней цены на нефть. А нынешняя модель развития России рассчитана на непрерывный рост цен на нефть. А в прошлом году эта тенденция изменилась – нужного роста цен нет (Муслимов, 2014 в). Положение усугубляется низкой конкурентностью российской нефти из-за высоких всевозрастающих издержек производства. Себестоимость Российской нефти выше, чем в странах, не входящих в ОПЕК, икратно (в 3-5 и более раз) выше, чем в странах ОПЕК.

Общеизвестно, что ресурсы углеводородов на планете распределены крайне неравномерно как по площади, так и по глубине (стратиграфическому разрезу). Научно-технический прогресс по существу углубил эту неравномерность. Основные добывающие страны (за исключе-

нием РФ) получили дополнительные огромные ресурсы, так как всячески поощряли развитие науки. Сегодня США вместе с Канадой и дружественной Саудовской Аравией, имеющие колоссальные ресурсы различных видов, в том числе нетрадиционных углеводородов (УВ), смогут активно влиять на рыночную конъюнктуру. Пока они поддерживают высокие цены на нефть. Но это будет только до тех пор, пока они, пользуясь высокими ценами, апробируют и запустят в производство достаточно эффективные технологии эксплуатации некоторых видов нетрадиционных УВ (Левинбук, Котов, 2013). Невиданный технический прогресс на Западе по освоению нетрадиционных видов углеводородного сырья – тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ) в Канаде, США, Венесуэле, нефтегазосланцевая революция в ТЭР, исследовательские работы по другим видам ТЭР – через несколько лет кардинально изменят ситуацию в нефтегазовом секторе (НГС) и мировую конъюнктуру. Уже одно желание США добывать около 600 млн.т в год нефти и сохранять первое место в мире по добыче газа способно в корне изменить мировой рынок ТЭР (Муслимов, 2014 в).

С учетом сегодняшних трудностей с выполнением социальных обязательств власти и весьма необходимых бюджетных затрат по заявлению Д.А. Медведева страну ждут трудные времена. Похоже они наступили досрочно (курс рубля резко упал, реальная инфляция возросла). И это в то время, когда пока ничего не случилось (нефть и газ хорошо покупают, цены высокие). А что будет, если эта тенденция резко поменяется? И не только по техническим, но и политическим причинам. Наглядно это показала ситуация на Украине. Выводы, которые делает Запад по этой ситуации, не поддаются никакой логике. В этой ситуации Запад ведет себя как в одной татарской пословице, смысл которой в том, что хозяин обидевшись и разозлившись на клопа в отместку ему сжег свою шубу. Конечно, санкции Запада для нас неприятны. Но для такой богатейшей страны в мире как Россия они не критичны. А для развития в долгосрочной перспективе как-то даже и полезны. Россия мобилизуется, сосредоточится и прочно встанет на путь инновационного развития и модернизации экономики. А это для нас крайне необходимо. Нужно критически рассмотреть состояние дел в нефтегазовом секторе и принять не-

обходимые меры для широкого развития инноваций и полномасштабной модернизации.

Как РФ использовала весьма благоприятную конъюнктуру в мировом НГС? Хотя она после резкого падения добычи после перехода на рыночную экономику вышла на уровень 523 млн.т. в год, но это было сделано за счет использования мощного потенциала, накопленного в советское время, который не исчерпан даже сегодня.

Попробуем объективно рассмотреть современное состояние НГС. По мнению ведущих специалистов, Россия не может противопоставить изменившейся в худшую для нее сторону мировой конъюнктуре необходимый рост добычи нефти. Если и удастся удержать 500-миллионный уровень добычи нефти до 2020 г., то в последующем оно будет сокращаться. Достигнутое расширенное воспроизводство запасов за 2006-2012 гг. и благополучие с воспроизводством запасов является мифом и поэтому не может служить обнадеживающим фактором дальнейших успехов в этой сфере (Рис. 1).

Во-первых, странно, что при существенном невыполнении физических объемов геологоразведочных работ удалось столь существенно увеличить приросты запасов нефти. Сразу возникает ответ: ответственные за это направление работники за годы рыночных реформ научились хорошо «химичить» (что совершенно было невозможно в советские времена). Об этом достаточно убедительно показано в работе (Кимельман, Полдобский, 2010). В ней приоткрывается завеса манипуляций этим приростом: «Если откинуть виртуальные запасы, то уровень прироста по отношению к добыче составляет всего 42,2% (за 2000-2009 гг.)». По нашему мнению, эта цифра занижена и фактическое воспроизводство выше, но все равно не более 60-100%.

Во-вторых, значительная доля прироста запасов получена за счет повышения КИН по действующим месторождениям за счет принятия ЦКР новых документов (Табл. 1).

В-третьих, ослабление требований ГКЗ к обоснованности прироста запасов способствует принятию на баланс успокаивающих цифр. Поэтому не случайно разработчики Генсхемы развития нефтяной отрасли РФ до 2030 г. сделали «убойный» вывод: для выполнения только что принятой Правительством РФ ЭС-2030 запасов не хватает и возможные уровни добычи нефти при сохранении нынешних условий могут быть на сотню и более млн. т меньше (Савушкин, 2010).

Что с нефтеотдачей?

За последние 65 лет КИН в РФ неизменно падал, только в последние годы наметилась его стабилизация, которая объясняется в основном установкой ЦКР на его увеличение (Рис. 2) (Шелепов, 2012).

Углубленный анализ состояния нефтегазового комплекса позволяет оценивать его близким к кризисному: низкие объемы геологоразведочных работ (ГРР), неудовлетворительное воспроизводство рентабельных запасов, низкие коэффициенты извлечения нефти на уровне 35%, неуклонный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН), для освоения которых нужно в 3-5 раз больше средств, высокая степень износа основных фондов (почти 60% в нефтегазовой промышленности и 80% в переработке). Положение усугуб-

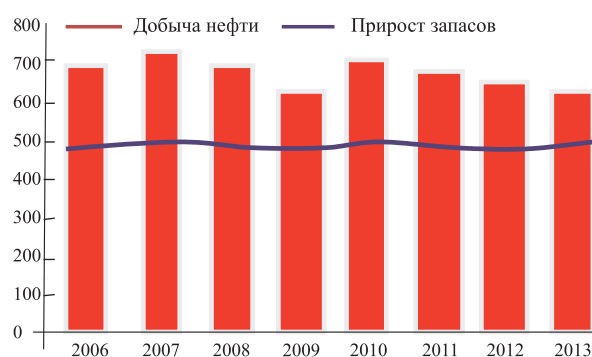


Рис. 1. Состояние воспроизводства запасов в РФ.

ляется отсутствием достоверной информационной базы для систематического анализа состояния дел в НГС на всех уровнях, засекреченностью нефтяными компаниями направлений воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ) и разработки месторождений под предлогом коммерческой тайны, отсутствием механизмов стимулирования инвестиционной и инновационной деятельности, резким снижением профессионального государственного уровня планирования, прогнозирования, управления и контроля за процессами геологоразведки, воспроизводства запасов, рациональной и разработки месторождений со стороны федеральных органов управления (Муслимов, 2014 а).

Так в ряде НК РТ существенно (в разы) завышается прирост запасов за счет геологоразведочных работ (ГРР), внедрения МУН, добыча за счет МУН (Муслимов, 2014 в). В РТ при высокой разведанности недр уже в течение 25 лет установилась эффективность ГРР на уровне около 50 т/м глубокого бурения. А по отчетности нередко мы видим 600-1000 т/м. Добыча за счет МУН также завышается в разы за счет включения в ее состав методов обработки призабойных зон (ОПЗ), не увеличивающих извлекаемые запасы нефти. Поэтому по различным данным мы имеем публикации о добычи в РФ за счет МУН от 1,5 до 40 млн. т в год. Понятно, что все это не способствует устранению недостатков в ГРР и разработке месторождений и выбору наиболее эффективных направлений работ.

Опыт России показал, что чрезмерно высокий уровень добычи не делает наш народ счастливым. В современных условиях необходимо основное внимание уделить не на абсолютный рост добычи, а на экономику ее добычи и использования, а также на конкурентоспособность.

Для решения этой задачи нужно использовать конкурентные преимущества РФ. В чем они выражаются?

В огромном потенциале недр. Большие резервы имеются в старых районах нефтедобычи, какими являются РТ, РБ, Западная Сибирь и др., потенциал которых пока полностью не оценен. Прежде всего эти резервы могут быть

a)	РФ		
	Годы	Общий прирост	% за счет КИН
2005	424	300	70,7
2006	580	250	43
2007	560	200	35,7
2008	500	110	22
2009	620	80,4	12,5
2010	750	78	10,4
ИТОГО	3434	1018,4	29,6

Таблица 1. Доля прироста запасов за счет увеличения КИН: а) по РФ; б) по РТ.

b)	РТ		
	Годы	Общий прирост	% за счет КИН
2005	9,9	6,6	66
2006	42,1	14,8	35
2007	29,7	3,1	10
2008	24,8	16,1	65
2009	43,7	16,8	38
2010	39,3	22,5	57,2
2011	29,0	6,8	23,4
2012	37,7	4,9	13
ИТОГО	256,2	91,6	35,7

получены в виде реального увеличения запасов за счет применения новых методов геологических исследований, изменения подходов к составлению геолого-гидродинамических моделей, а также в сравнительно низких проектных КИН (0,4-0,5) по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в (ранее названной завершающей) четвертой стадии разработки, можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. Это в РФ практически еще не применялось. А на западе уже применяется широко.

Дорого? Да! Но на Западе же применяют.

Чтобы в РФ появилась заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0,4-0,5 до 0,6-0,7 и выше, государству на этот период разработки месторождений надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую и третью жизнь. Таким образом, существенное отставание России во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а НК необходимо привести к управлению разработкой нефтяных месторождений новых творчески мыслящих геологов и инженеров.

Основным стержнем повышения эффективности разработки нефтяных месторождений является повышение коэффициента извлечения нефти, который в РФ имеет тенденцию к снижению. Причин этого много. В настоящее время проектирование разработки ведется по регламентам, утвержденным в 70-х гг. Однако понятия и принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, сформированные в советское время для командно-административных отношений, в новых условиях оказались неработающими. Сегодня также не действуют «Правила разработки нефтяных месторождений» советского периода,

а новые, сделанные наспех, не соответствуют сложности ТЗН. Таким образом, отрасль оказалась без фун-

годы	КИН утвержденный
1987	0,428
1988	0,417
1989	0,41
1990	0,408
1991	0,404
1992	0,401
1993	0,397
1994	0,394
1995	0,392
1996	0,383
1997	0,376
1998	0,373
1999	0,371
2000	0,369
2001	0,369
2002	0,367
2003	0,366
2004	0,367
2005	0,367
2006	0,369
2007	0,377
2008	0,382
2009	0,386
2010	0,388
2011	0,388

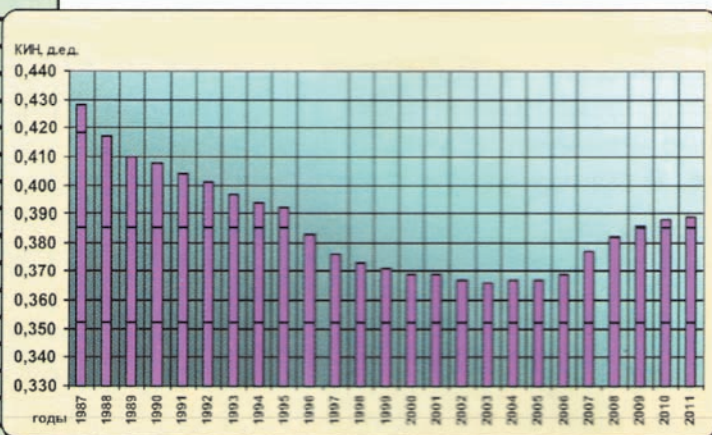


Рис. 2. Утвержденный коэффициент извлечения нефти по разрабатываемым месторождениям РФ с 01.01.1987 г. по 01.01.2012 г. (Шелепов, 2012)

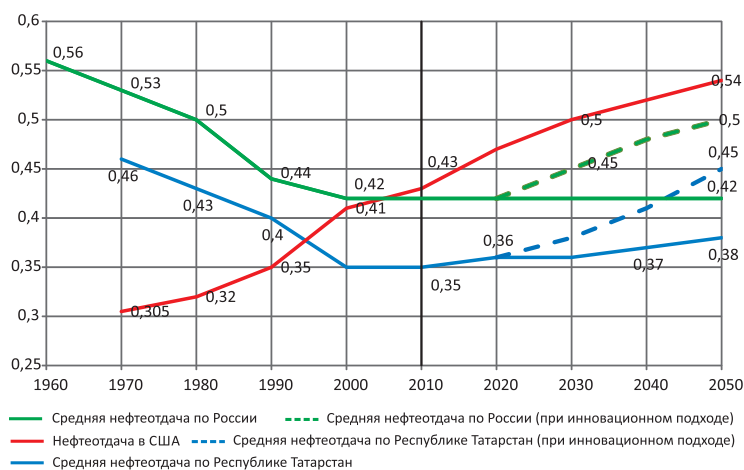


Рис. 3. Динамика и прогноз проектной нефтеотдачи в РФ, РТ и мира (при современных и инновационных подходах).

даментальной основы проектирования рациональной разработки нефтяных месторождений (Муслимов, 2014 в).

К сожалению, в отрасли до сих пор нет сформулированного общепринятого критерия рациональности и принципов рациональной разработки нефтяных месторождений.

А.Л. Кудрин в интервью МК говорит: «Экономике России жизненно необходимо массированное внедрение новых технологий – 80% нужных нам технологий в мире уже созданы. Другие 20% – новые технологии, изобретение которых пока еще в будущем. Мы должны осознать: сегодня в мире значительная часть роста производительности труда достигается еще на стадии проектирования того или иного предприятия». Признавая одним из решающих факторов последний тезис об определяющей роли проектных решений, отметим, что в нефтяной отрасли положение гораздо сложнее.

Так как каждое месторождение по геолого-физической характеристике индивидуально и не похоже на другие, простой перенос западных технологий и тем более технологий, которые могут быть созданы, не дает никакого эффекта. Технологии нужно подбирать или создавать для конкретных геологических условий конкретного месторождения, чего мы пока удовлетворительно делать не умеем. Это основная и громадная работа. Очевидно, в этом заключается низкая эффективность предлагаемых различными сервис-

ными компаниями МУН. Ведь они создавались и опробовались для других условий. А в этом залог успеха, или же нас ожидает неудача. Тем не менее, кардинальное решение проблемы реального увеличения нефтеотдачи мы связываем с инновационным проектированием.

Под инновационными мы понимаем проекты (техсхемы) разработки, в которых предлагаются к внедрению новые технологические и технические решения, позволяющие существенно повысить текущие технико-экономические показатели разработки и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней КИН

при выполнении сегодняшних проектных решений.

Что же такое конкретное инновационное проектирование? Это проектирование применения на конкретном

месторождении новейших технологий нефтеизвлечения, максимально учитывающих все особенности геологической характеристики залежей. По существу это небольшая

научно-исследовательская работа по поиску новых технологий, оптимально соответствующих детальному геологическому строению месторождения и адекватно описывающих процессы нефтевытеснения для конкретных геологических условий залежи (Муслимов, 2012). 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 ЦКР должен приобретать силу закона и обязывать НК его исполнять. Конечно, такие структуры как ГКЗ и ЦКР должны быть как минимум при Правительстве РФ (подобие США) или хотя бы в ГКЗ (пока).

Работу по созданию инновационных методов проектирования разработки мы разделили на два крупных этапа. Первый – для мелких и средних месторождений с ТЗН. Второй – для крупных месторождений, находящихся в четвертой стадии разработки. Это объясняется совершенно разными путями изучения геологического строения, подбора технологий повышения нефтеизвлечения, а следовательно, существенно различными методами проектирования. Ожидаемая эффективность последующего масштабного внедрения инновационных проектов для этих групп в условиях РТ будет различной. Ожидаемый прирост извлекаемых запасов составляет по первой группе около 400 млн.т, по второй – около 1 млрд.т (Муслимов,

Потенциал увеличения запасов УВ и добывных возможностей недр в РТ (с позиции сегодняшних знаний)	
Мероприятия и ресурсы	Ожидаемые результаты
1. Традиционные нефтяные объекты.	
1.1. Инновационное проектирование разработки	
1.1.1. По крупнейшим месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки с применением новых методов геологических исследований пород и пластовых флюидов, новых методов интерпретации ГИС и ГДИС, создания новых геолого-гидродинамических моделей, применение новых систем разработки, внедрения новейших МУН на высокообводненных участках залежи, специальных режимов эксплуатации, внедрение АСКУ-ВП - Разработка способов извлечения части остаточных запасов нефти.	Прирост извлекаемых запасов около 1 млрд.т Увеличение КИН с 0.4-0.5 до 0.6-0.7
1.2.2. По мелким и средним месторождениям, дающим более 38% добычи РТ. - Разработка залежей в карбонатных коллекторах (балансовые запасы-2.6 млрд.т, извлекаемые-440 млн.т, КИН-0.17-от 0.11 до 0.25) - Разработка залежей ПВН и ВВН (КИН- от 0.11 до 0.3)	Прирост извлекаемых запасов на 400 млн.т Увеличение КИН до 0.25-0.4
2. Нетрадиционные углеводороды	
2.1. СВН и ПБ пермского комплекса отложений. «Татнефть» ведет ОПР в основном по некоторым западным технологиям. В 2011г. АН РТ разработана сводная программа освоения залежей СВН и ПБ перми до 2030г. Однако, она не выполняется. Нужна ее реализация с целью поиска рентабельных технологий выработки ресурсов УВ пермского комплекса с различной геолого-физической характеристикой.	Увеличение ресурсов УВ на 2.2 млрд.т
2.2. В РФ и в РТ создана теория возобновления углеводородных ресурсов эксплуатируемых месторождений за счет подпитки нефтяных месторождений осадочного чехла углеводородами по скрытым трещинам и разломам из глубин недр Земли за счет дегазации недр.	Необходимо пробурить на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения специальную скважину для поиска канала подпитки с целью опробования для получения глубинных УВ. В дальнейшем составить программу.
2.3. Углеводороды сланцевых и им подобных отложений. В РТ разработана «Программа оценки перспектив нефтегазоносности сланцевых и им подобных отложений РТ»	Увеличение ресурсов УВ РТ
2.4. Извлечение угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона. В дальнейшем необходимо составить Программу оценки перспектив извлечения угольного метана из залежей нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием выделяемого тепла для термической добычи нефти из отложений нижнего и среднего карбона РТ.	Увеличение ресурсов УВ РТ

Таблица 2.

2014 а). Для получения аналогичных результатов в РФ нужно создавать полигоны для отработки новых МУН и технологий извлечения ТЗН.

Начав работы по инновационному проектированию мы с изумлением поняли, что ни одно месторождение с ТЗН в РТ к такому проектированию не готово (Муслимов, 2014 а).

Во-первых, лабораторная база институтов, технологии исследования пород и флюидов, интерпретации этих исследований, организация этих работ сильно отстали от современного западного уровня. Нужны западные технологии этих исследований, а без обучения наших специалистов мы не сможем достичь необходимых результатов. Для обучения наших преподавателей и студентов нужны совместные программы и совместные исследования хотя бы на первом этапе.

Во-вторых, даже утвержденные комплексы промысловых и промыслово-геофизических исследований скважин НК в большинстве не выполняются. А они были созданы для месторождений с активными запасами нефти (АЗН). Сегодня геофизики разработали новые методы ГИС, решив проблемы, которые мы ставили перед ними 30 лет назад. Без этих исследований никакие методы инновационного проектирования не дадут ожидаемых результатов. Но, к сожалению, они в РТ оказались не востребованы... Нужно утвердить обязательный комплекс ГИС, хотя бы для месторождений с ТЗН. Этот вопрос так же блокируется НК. Нет ответа на вопрос: почему Запад все это делает, а мы даже разработанное не внедряем?

В-третьих, как было сказано выше, отсутствуют все необходимые стандарты.

Сегодня с необходимостью перехода на инновационное проектирование согласны большинство специалистов отрасли, о чем говорят многочисленные регулярно проводимые специальные форумы по этому вопросу. Но без решающей роли государства проблему эту не решить. Все новации и модернизация проектирования систем разработки должны носить обязательный характер и контролироваться не обычными контролирующими органами, в которых нет специалистов и которые проводят ни к чему не обязывающий бессмысленный контроль, а специалистами ГКЗ и ЦКР.

Главная причина всех недостатков – в философии удовлетворенности современным положением. Пропагандируемая властью стабильность в обществе на деле оборачивается всеобщим ожиданием нестабильности. В России это естественно и органически вписывается в повседневную жизнь и подкрепляется положением на мировых рынках нефти. Здесь пока в достаточной мере сбалансирован спрос и предложение на нефть при высоких (даже с учетом инфляции) ценах на неё. Все это усугубляется человеческим фактором, когда в большинстве НК по существу нет творческих, самостоятельно мыслящих руководителей-геологов. Они в свою очередь напрочь отбивают любую инициативу подчиненных.

Поскольку эксплуатация ТЗН требует гораздо больших затрат, чем обычных месторождений с превалированием доли активных запасов нефти, должны быть представлены системные льготы, связанные с применением дорогих методов увеличения нефтеотдачи и рисков их внедрения. Все это требует либерализации «Закона о недрах» для широкого применения более дорогого и сложного инноваци-

онного проектирования. Цена вопрос – длительное удержание (по крайней мере до 2030 г.) добычи нефти по РФ на высоком уровне. А для того чтобы от добычи получить больше поступлений, необходимо обеспечить современную переработку (с глубиной не менее 90%) почти всей добываемой нефти. Об эффективности такого пути давно поняли США, у которых сотни современных нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), против 18 в РФ. А рыночная стоимость получаемой от переработки одной тонны нефти превышает стоимость сырой нефти в разы, а если пустить ее на нефтехимию будет выше в десятки и сотни раз (в зависимости от различных направлений передела). Конечно все это надо было делать раньше, но обошлись как всегда разговорами. Нужны для этого немалые средства, ведь один современный НПЗ стоит 6-8 млрд. долларов. Но в стране денег достаточно, только надо их использовать с пользой.

По мере ускоренного истощения в мире кондиционных запасов все большее внимание уделяется нетрадиционным ТЭР. К этой категории большинство исследователей относят тяжелую нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы. Однако, сюда же следует отнести и нетрадиционные ресурсы газа: угольных месторождений, водорастворенных, газов сланцевых и плотных формаций. Все эти газовые ресурсы на порядки больше традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти.

В современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, очевидно, настало время относить и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. Почему-то об этом мало говорят, но в мировом масштабе этих ресурсов в среднем в 2 раза больше отобранных и извлекаемых в перспективе традиционных нефтей. Это вроде бы и обычные нефти, но условия их залегания и возможные пути извлечения требуют нетрадиционных подходов и естественно больших средств (финансовых и материальных) для их добычи. Наши теоретические и практические исследования показали возможности этого потенциала (Муслимов, 2014 а).

Почему же Россия должна заниматься нетрадиционными топливно-энергетическими ресурсами?

Во-первых, даже по имеющимся неполным данным исследований, ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России не меньше, а существенно больше, чем традиционных.

Во-вторых, ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будут более привлекательны для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффективны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

В-третьих, планируя развития ТЭК на 20 лет, необходимо смотреть дальше, на 40-50 лет, как это делают, например, китайцы. Это объясняется большими рисками инвестиций в НГС и быстрыми высокими темпами изменениями мировой конъюнктуры развития ТЭР.

В-четвертых, ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний в передовых странах Запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным нефтегазовым сектором в направлении «монетиза-

ции» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя. За ней последуют и другие («подпитка» УВ осадочного чехла из глубин Земли, освоение газогидратов и др.)

В-пятых, в настоящее время различные страны в зависимости от наличия или отсутствия традиционных или нетрадиционных ТЭР занимаются различными видами традиционных УВ (Канада и Венесуэла – СВН и ПБ, отдельные страны Европы – сланцевыми отложениями, Япония – газогидратами), а такие страны как США, Китай и Россия, как великие державы в ТЭК, должны заниматься всеми видами ТЭР. Иначе – отставание в новых технологиях и вместе с тем в развитии экономики страны.

Раньше всех из нетрадиционных ресурсов в мире началось освоение тяжелых нефтей и ПБ, ресурсы которых оцениваются в 1,3-1,4 трлн. Из них при существующих технологиях добычи может быть извлечено до 171,5 млрд. т при коэффициенте извлечения порядка 12 %. К настоящему времени в мире отработано достаточно методов добычи тяжелых нефтей и ПБ. По опыту РТ на залежах, представленных терригенными коллекторами, при благоприятных геологических условиях эффективно применять методы заводнения для выработки запасов высоковязких (до 250 спз и более) нефтей. Для улучшения выработки пластов при разработке залежей вязких нефтей методами заводнения в современных условиях можно использовать горизонтальные скважины. Конечная нефтеотдача для залежей вязких нефтей естественно ниже, чем для маловязких нефтей, но при заводнении она в 1,5-2 раза выше, чем без него и существенно выше темпы добычи нефти. На поздней стадии разработки залежей ВВН в обязательном порядке нужно будет применять тепловые МУН (Муслимов, 2014 а).

Опыт Татарстана по освоению залежей тяжелых, менее вязких нефтей можно широко использовать в других регионах. На этих месторождениях можно получить при заводнении высокую нефтеотдачу до 30-40 % (в зависимости от характеристики пластов), а на поздней стадии перейти на тепловые методы и повысить нефтеотдачу до 60-70 %.

В 2011 г. АН РТ разработала сводную программу освоения тяжелых нефтей и ПБ на период до 2030 года, с достижением уровня добычи более 1,5 млн. в год.

Мировая конъюнктура весьма изменчива и главной движущей силой здесь является доселе невиданный прогресс в нефтегазовом секторе. Нефтегазосланцевая революция в мире состоялась в начале текущего столетия. Инициатором и вдохновителем ее были США. Работы, проведенные в США позволяют полагать, что по мере развития добычи сланцевой нефти (по аналогии с обычными нефтями) будут выявляться благоприятные и неблагоприятные для добычи участки. Добыча из последних окажется либо нерентабельной, либо непромышленной. С учетом сказанного извлекаемые запасы сланцевых нефтей и газов, очевидно, будут существенно ниже современных оценок. Но в любом случае, следует признать, что они соизмеримы с начальными потенциальными ресурсами обычных нефтей на нашей планете. При этом необходимо учесть, что при подсчетах извлекаемых запасов принимаются низкие КИН (в пределах 7-10 %). Учитывая, что по обычным нефтям мы имеем реальный КИН 30-33 %, то геологические ресурсы нефти в сланцах будут существенно (в 3-5 раз) больше, чем обычных нефтей.

То же самое можно отметить и по запасам сланцевого газа в мире. В настоящее время имеются более или менее достоверные оценки извлекаемых запасов сланцевого газа только по 32 странам мира. По ним они оцениваются в 187,5 трлн. м.

Россия вопросами добычи УВ из сланцевых отложений до бума в США практически не занималась. Хотя некоторые работы попутно с поисками и добычей УВ из сланцев велась еще с начала прошлого столетия. Сейчас ряд компаний вынуждены наверстывать упущенное.

В Республике Татарстан составлена «Программа работ по оценке территории РТ». Эта программа разработана под руководством Академии Наук РТ в соответствии с поручением Президента РТ Р.Н. Минниханова.

В современном динамично развивающемся мире нужно быть готовым и к другим революциям в обеспечении углеводородами. Здесь, речь идет о возобновляемости нефти за счет подпитки залежей осадочного чехла из глубин Земли. Первоначально начатые еще в середине прошлого столетия работы по общегеологическому изучению КФ привели нас в дальнейшем к исследованию процессов подпитки осадочного чехла УВ из глубин недр – мантии Земли. Важнейшая геологическая идея XX столетия – идея «подпитки», сегодня может быть востребованной. Она позволяет нам уверенно прогнозировать добычу нефти на любой период и дальнюю перспективу без каких-либо опасений оставить потомков без ценнейшего сырья – нефти и газа (Баренбаум, 2013; Муслимов, 2014 а).

Наши наблюдения за состоянием разработки супергигантских и некоторых мелких месторождений позволяют практически уже визуально ощущать восполнение углеводородами нефтяных и газовых месторождений осадочного чехла.

Но в современной России такие направления исследований не приветствуются по причине их сложности и наличия традиционных ресурсов УВ.

В РТ в отложениях карбона на ряду с нефтяными есть залежи углей. Поэтому существуют более отдаленные направления исследований-перспектив извлечения угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием дополнительного выделяемого тепла для термической добычи высоковязкой нефти. Как это предлагают сегодня ученые Башкортостана (Гуторов и др., 2012).

Исходя из изложенного, РТ имеет огромные ресурсы УВ, которые при правильном, целенаправленном использовании могут обеспечить республике длительную, на сотни лет жизнь на качественном уровне не ниже передовых стран Европы. В табл. 2 показан углеводородный потенциал РТ и его добычные возможности.

В РФ эти возможности несравнимо больше (чего стоят только баженовские отложения Зап. Сибири – невероятные цифры). Но здесь все зависит от умения элиты направлять развитие страны, а оно ниже всякой критики, и предпосылок к появлению этого умения пока не видно.

Освоение нетрадиционных ресурсов УВ требует особого внимания государства. По потребительским свойствам – это по существу такие же УВ. Но по геологическим условиям залегания и возможностям их извлечения они в корне отличаются от традиционных (или по западному кондиционных) ресурсов УВ. Здесь требуются но-

вые инновационные технологии и существенно большие вложения. Все это должно также найти отражение в законе «О недрах» и налоговом кодексе РФ. Здесь нужны совсем другая налоговая система, особенно на стадии отработки технологий и проведения ОПР. Нужно полное освобождение от налогов, что может быть сделано через организацию научных полигонов с особым налоговым обложением. По мере отработки эффективных технологий извлечения тех или иных видов УВ появятся возможности постепенного увеличения налоговой нагрузки.

Подобный анализ углеводородного потенциала РФ, включая традиционные и нетрадиционные УВ, необходимо сделать по всей России. Это позволит определить приоритетные направления освоения различных категорий УВ, составить научно обоснованную стратегию эффективного развития ТЭК. Конечно, приоритетом будет служить повышение эффективности освоения традиционных УВ как на действующих, так и на новых месторождениях в освоенных регионах России и вблизи них за счет инновационных методов проектирования и освоения разведанных и разведываемых ресурсов. В ряде случаев окажется эффективным освоение месторождений СВН и ПБ (на ряде участков РТ) или сланцевых отложений (наиболее перспективные участки баженовских отложений Зап. Сибири). Все это позволит снизить возможные темпы освоения шельфа северных и восточных морей и удаленных районов на суше из-за огромных затрат на их освоение.

Для поступательного развития нефтяной отрасли нужны не только инновации, но необходима и модернизация.

А что такое модернизация применительно к нашей отрасли? Это создание на разных уровнях (госорганы, наука, нефтяные и сервисные компании) достаточно комфортных условий для внедрения инноваций в целях оптимизации добычи и максимизации КИН. В рамках этой модернизации нужны механизмы побуждения НК к внедрению инноваций. А для этого прежде всего нужны стандарты. В США их более 5 тыс. объемных томов, в РФ-единицы (Муслимов, 2014 в).

Это основной вопрос, без которого широкое развитие инноваций в РФ не возможно. Сегодня главная беда состоит в потере научно обоснованного управления НГС. В Советском Союзе был замечательный опыт комплексного развития отраслевой, вузовской и академической науки с одновременным использованием их достижений в промышленности через систематическую координацию и отбор наиболее эффективных разработок головными институтами по всем направлениям деятельности НГС с последующим внедрением с использованием мощного административного ресурса аппарата Миннефтепрома. Более того последний осуществлял не формальный, а реальный высокопрофессиональный контроль за выполнением принятых решений. Великолепный результат этого можно охарактеризовать одной фразой: СССР обеспечивал огромную годовую добычу нефти, в 1,7 раз превышающую максимальную добычу США в 6 раз меньшим фондом пробуренных скважин. Сегодня об этом можно только мечтать и научное управление развитие НГС можно охарактеризовать одним емким словом – анархия.

Для решения назревших проблем в НГС, сохранения энергетической безопасности в новых, ухудшающихся условиях и обеспечения экономической стабильности Рос-

сии необходимо рассмотреть следующие направления (Муслимов, 2014 в).

1. Создать в Правительстве Российской Федерации Министерство нефтяной и газовой промышленности, включив в его состав:

- Государственную комиссию по утверждению и постановке на государственный учет ресурсов и запасов нефти и газа;

- Центральную комиссию по разработке нефтяных и газовых месторождений, наделив ее функциями утверждения проектов, технологических схем всех стадий разработки нефтегазовых месторождений, контроля за их исполнением и подготовки предложений по привлечению к ответственности недропользователей, не выполняющих проектных решений, вплоть до отзыва прав пользования недрами (лицензий);

- Центральную геофизическую экспедицию, имеющую опыт ведения «банка» всей текущей и проектной информации по разработке нефтегазовых месторождений;

- Центральное диспетчерское управление Минэнерго России, как центра сбора всей оперативной, аналитической информации по деятельности нефтегазовой отрасли России.

2. Образовать Российский Национальный Государственный институт нефти и газа, которому вменить в обязанность анализ состояния работ по поиску, разведке и разработке нефтяных месторождений, ресурсной базы УВ и ВМСБ, согласование и разработку программ и планов ГРП, ВМСБ, оптимизации добычи нефти по регионам и применения МУН. При этом обязать все НК согласовывать все свои планы в указанных направлениях с институтом. Наделить эту структуру полномочиями по проверке принятых решений в области ВМСБ и рациональной разработки месторождений;

- предоставить институту (без проведения аукциона) права недропользования на ряд месторождений, для создания на их базе полигонов испытания новых технологий разработки месторождений и методов повышения нефтеотдачи пластов и увеличения коэффициента извлечения нефти, а также методическое руководство аналогичными полигонами в регионах.

- поручить этому институту координацию работ головных институтов НГС в области бурения, добычи, сбора, подготовки и транспорта, переработки нефти и газа, нефтеавтоматики, метрологии и качества измерений, а также методическое обеспечение работ институтов НК.

Следует подчеркнуть, что управляющим звеном отраслевой науки в США является Американский институт нефти (API), во Франции – Французский институт нефти.

Головные институты должны заниматься разработкой новых и переработкой имеющихся стандартов и созданием новых образцов современного оборудования и технологий. Весь комплекс вопросов в области геологии, ГРП и разработки нефтяных и газовых месторождений остается за РНГИ.

Внести изменения в закон «О недрах» и налоговый кодекс в части стимулирования геологоразведочных работ и повышения КИН, предусмотрев:

- налоговый вычет из ставки НДС для осуществления геологоразведочных работ;

- установить порядок оформления (выдачи) геоло-

гических лицензий исключительно по заявительному принципу;

- вернуть «второй ключ» управления и регулирования недропользованием субъектам Российской Федерации;
- налоговое стимулирование рискованных ГРП, применения МУН, освоение месторождений с нетрадиционными УВ.

Предлагаемые меры обеспечат повышение КИН (Рис. 3), подготовку запасов УВ для промышленного освоения, рациональную их эксплуатацию, оптимизацию добычи нефти и максимизацию КИН.

Литература

Баренбаум А.А. Галактоцентрическая парадигма в геологии и астрономии. Изд-е 3. М.: Книжный дом Либроком. 2013. 544с.

Гуторов Ю.А., Косолапов А.Ф., Утопленников В.К. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2012. 212 с.

Кимельман С., Поддубский Ю. ЭС 2030: Игнорируя реалии. *Нефтегазовая вертикаль*. 2010. №19(246). С.20-26.

Левинбук М.И., Котов В.Н. Изменение структуры потребления основных энергоносителей в США – один из вызовов энергетической безопасности России. *Мир нефтепродуктов*. №9. 2013.

Муслимов Р.Х. Совершенствование геологического изучения

недр – основа инноваций и модернизации нефтяной отрасли Татарстана в энергостратегии на период до 2030 года. *Георесурсы*. №4(46). 2012. С.4-8.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Изд-во: «Фэн». 2014.а. 663с.

Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования ресурсов трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов в условиях прогнозируемого для РФ ухудшения конъюнктуры мирового рынка. *Бурение и нефть*. 2014.б. №1. С. 12-18.

Муслимов Р.Х. Эффективное управление нефтегазовым сектором может стать адекватным ответом на современные вызовы энергетической безопасности России. *Нефтяное хозяйство*. №5. 2014.в. С.26-30.

Савушкин С. Призадумались. *Нефть и Капитал*. 2010. №11 (173). С.10-13.

Шелепов В.В. *Мат-лы III научно-практ. конф. «Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений»*. Альметьевск. 2012.

Сведения об авторах

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа. Академик РАЕН, АН РТ и АГН, лауреат государственных премий РФ и РТ. Заслуженный геолог РФ и РТ, заслуженный деятель науки РТ.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс: (843) 233-73-84.

Oil and Gas Sector Wide Modernization and Innovations – the Objective Necessity for the Modern Development of Russia

R.Kh. Muslimov

Kazan (Volga region) Federal University, davkaeva@mail.ru

Abstract. The article features advantages and disadvantages of the state subsoil use regulation in Russia. An effective system of the state subsoil use regulation contributes to solving the basic issues of the oil and gas sector – production optimization and oil recovery maximization. The paper analyses the hydrocarbon potential in the Republic of Tatarstan, including conventional and unconventional hydrocarbons, allowing determining priority directions for the development of various hydrocarbon categories, establishing scientifically based strategy for the effective development of the fuel and energy complex. Measures to solve urgent problems in oil and gas sector and stable development of the country in deteriorating conditions are suggested.

Keywords: fuel and energy resources, reserves difficult to recover, unconventional resources, reproduction of the mineral resource base, enhanced oil recovery methods, innovative engineering, standards.

References

Barenbaum A.A. Galaktotsentricheskaya paradihmia v geologii i astronomii [Galactocentric paradigm in geology and astronomy]. 3rd ed. Moscow: «Librokom» Publ. 2013. 544p.

Gutorov Yu.A., Kosolapov A.F., Utoplennikov V.K. Perspektivy i puti rasshireniya uglevodorodno-syr'evoy bazy Bashkortostana na osnove primeneniya netraditsionnykh tekhnologiy dobychi [Perspectives and ways of enhancing hydrocarbon resource base in Bashkortostan based on the adoption of innovative production technologies]. Ufa: UGNTU Publ. 2012. 212p.

Kimel'man S., Poldobskiy Yu. ES 2030: Ignoriruya realii [Energy Strategy 2030: Ignoring realities]. *Neftgazovaya vertikal'* [Oil&Gas Vertical]. 2010. №19(246). Pp.20-26.

Levinbuk M.I., Kotov V.N. Change of consumption structure of

main energy-bearers in USA is one of challenges to Russia's energy safety. *Mir nefteproduktov* [World of oil products]. №9. 2013. (In russian)

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashee, budushee [Oil recovery: past, present, future]. Kazan: «Fen» Publ. 2014a. 663p.

Muslimov R.Kh. Increasing ways of using efficiency of Russian hydrocarbon potential in conditions of predicted worsening of the world market's conjuncture. *Burenie i nefi'* [Drilling and oil]. 2014. №1. Pp. 12-18. (In russian)

Muslimov R.Kh. Effective oil and gas sector management can be an adequate response to the current challenges to the energy security of Russia. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. №5. 2014. Pp.26-30. (In russian)

Muslimov R.Kh. Geological study of subsurface resources improvement is the basis of innovations and modernizations of the Republic of Tatarstan oil industry in the Energy Strategy for the period up to 2030 year. *Georesursy* [Georesources] №4(46). 2012. Pp.4-8. (In russian)

Shelepov V.V. *Materialy III nauchno-pract. konf. «Sostoyanie i dal'neyshee razvitie osnovnykh printsipov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy»* [Proc. III Sci. Conf. «Situation and further development of the basic principles of oil field development»]. Almet'yevsk. 2012.

Savushkin S. Prizadumalis' [Have become thoughtful]. *Neft' i Kapital* [Oil and Capital]. 2010. №11 (173). Pp.10-13.

Information about author

Renat Kh. Muslimov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor of Kazan (Volga region) Federal University. From 1966-1997 years – Chief Geologist – Deputy General Director of JSC "Tatneft". Currently Advisor of the President of Tatarstan on the development of oil and gas fields. Honored Geologist of the Russian Soviet Federated Socialist Republic. Member of the Russian Academy of Natural Sciences. Honored Scientist of the Republic of Tatarstan. Awardee of the two Orders of the Red Banner of Labour, the Order of the People's Friendship, Medal for "Veteran of Labor".

420008, Kazan, Russia, Kremlevskaya str., 18. Tel: +7(843)233-73-84

Нерешенные проблемы и решаемые задачи инновационного проектирования разработки месторождений нефти

Рассматривается современное состояние проектирования разработки месторождений нефти на основе геолого-гидродинамического моделирования. Показаны причины неадекватности моделей реальным геолого-физическим условиям продуктивных пластов и, как следствие, низкого качества прогноза добычи нефти, что обуславливает в итоге короткий «межпроектный» период. Обосновывается необходимость инновационного проектирования с внедрением новейших методов увеличения нефтеотдачи в связи с выработкой трудноизвлекаемых запасов. Подчеркивается целесообразность реформирования образовательного процесса и финансирования отраслевой науки для создания наукоемких инновационных проектов. Обозначены задачи для гармонизации отношений государства и недропользователей, без которых выполнение приоритетных направлений «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» вряд ли окажется реальным.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, коэффициент извлечения нефти, инновационное проектирование разработки месторождений, геолого-гидродинамическая модель, методы увеличения нефтеотдачи.

Основным резервом поддержания уровня добычи нефти во многих регионах Российской Федерации в современных условиях развития отрасли являются трудноизвлекаемые запасы нефти (ТИЗН). Если в начале 60-х гг. доля ТИЗН в общем балансе СССР/России составляла примерно 10%, то по данным ВНИИнефть в 90-е гг. она превысила 50%, к началу второго десятилетия XXI века составила уже 60% (Шелепов и др., 2012), а по оценкам ОАО «ИГиРГИ» даже приблизилась к 70% и продолжает увеличиваться.

Проблема трудноизвлекаемых запасов нефти возникла не сразу, с развитием нефтяной промышленности номенклатура их расширялась (особенно с внедрением методов заводнения), менялись и представления о масштабах распространения этой категории запасов. Особое внимание к ним определяется необходимостью вовлечения в активную разработку низкорентабельных залежей и обводненных пластов, запасы которых с применением традиционного подхода вырабатываются крайне низкими темпами, так как технологии разработки нефтяных месторождений, методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти на объектах с ТИЗН, обусловленными природными условиями, оказываются малоэффективными. Коэффициент нефтеизвлечения не превышает 10-25% при многократном росте удельных капитальных вложений.

В сложившейся в России экономической ситуации проблема повышения эффективности извлечения запасов нефти на основе применения новейших технологий доразведки, разработки и доразработки месторождений приобрела особую актуальность как в старых нефтедобывающих районах, так и при освоении нефтегазоносных территорий. На новых эксплуатационных объектах и месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами с самого начала нужно проектировать инновационные технологии (Муслимов, 2012б, 2013а). Это единственный путь кардинального решения проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений с достижением нефтеотдачи (Муслимов, 2013в), которая соответствует современному уровню развития науки и техники. «Существенное отставание России во внедрении более эффективных и дорогостоящих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но все зависит в первую очередь от решений государства» (Муслимов, 2013а).

По существу запасы всех залежей нефти на поздней ста-

дии разработки превращаются в трудноизвлекаемые (Гавура, 1995). Стабильность уровня нефтедобычи на месторождениях, вступивших в заключительные стадии разработки, определяется рациональным использованием оставшихся ТИЗН. Это обуславливает необходимость создания и адресного использования новых наукоемких технологий разработки, обеспечивающих поступательное повышение нефтеотдачи пластов и прироста извлекаемых запасов. Разработка трудноизвлекаемых запасов и тем более использование современных технологий повышения нефтеотдачи приводит к дополнительным затратам, к необходимости повышения научного потенциала отрасли (Шелепов и др., 2012). Вместе с тем качество проектирования и состояние разработки месторождений все менее соответствуют установленным требованиям; проектирование разработки, как правило, не сопровождается необходимыми научно-исследовательскими и поисковыми работами (Пономарев, 2007а).

Ведущие ученые и специалисты-нефтяники бьют тревогу о положении проектных технологических документов на разработку нефтяных месторождений в России. Одни из них рассматривают инновационное проектирование как важное звено в промышленном внедрении новых технологий разработки нефтяных месторождений с проблемными запасами нефти (Волков, 2012; Джафаров, 2009; Муслимов, 2009-2013), другие относятся к этому с оглядкой на прошлое, то есть как к возврату к советской действительности времен Миннефтепрома СССР образца 1980-х гг.: «инновационные предложения по организации производства (в данном случае инновационного проектирования) – это в основе своей повторение пройденного, того, что было разрушено и что с таким трудом мы сейчас пытаемся восстановить» (Давыдов, 2013). Но и те, и другие едины во мнении: инновационное проектирование было и будет актуальным и востребованным, и развитие его является общемировой тенденцией, как инструмент повышения эффективности разработки месторождений. В ОАО «Газпром нефть» задачи увеличения добычи и повышения степени извлечения остаточных ТИЗН рассматриваются комплексно (Джафаров, 2009): «В частности, повышение КИН связывают с апробацией и активным использованием всего спектра современных методов добычи нефти и газа, включающих оперативное управление разработкой месторождений, эффективную выработку

запасов, оптимизацию эксплуатации действующих и качественное строительство новых скважин». Имеющаяся ресурсная база и принятая стратегия развития ОАО «Газпром нефть» определили концепцию развития инновационных технологий: 1) оптимизация разработки истощенных высокообводненных месторождений; 2) разработка и внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи для низкопроницаемых коллекторов; 3) повышение эффективности разработки и мониторинга эксплуатации многопластовых залежей нефти; 4) внедрение технологий добычи и транспорта высоковязкой нефти; 5) поиск технологических решений для освоения месторождений углеводородов.

Эффективная выработка трудноизвлекаемых запасов нефти предполагает наличие надежной физико-геологической базы знаний, позволяющей оценивать добычные возможности продуктивных пластов, обоснованно подбирать и целенаправленно совершенствовать системы разработки, технологии интенсификации добычи нефти и методы увеличения нефтеотдачи, наиболее соответствующие определенным типам объектов.

Если говорить о нынешнем состоянии проектирования разработки нефтяных месторождений, то обращает внимание недостаточная адекватность создаваемых геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ) реальным геолого-физическим условиям объектов эксплуатации, которая приводит к ошибкам прогноза технологических показателей (Дзюба, 2007; Мухаметшин, 2013; Халимов, 2012), и в результате «во многих случаях процедура перерастает в непрерывно продолжающееся *перманентное проектирование*» (Халимов, 2012). Применение ГГДМ при составлении технологических документов согласно «Методическим рекомендациям по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» 2007 г. (создание цифровых моделей при представлении проектных документов в ЦКР Роснедр де-факто узаконено с 2000 г.), в которых в отличие от прежде действовавших документов специально выделен раздел «Цифровые модели месторождения», казалось, должно былократно увеличить точность прогноза технологических показателей. Обращается внимание на то (Муслимов, 2013в), что «складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются (в основном за счет закупок оборудования и средств исследования геологии и разработки месторождений), а нефтеотдача снижается»; причем это происходит не только по объектам с ТИЗН, но и по месторождениям с активными запасами нефти. Многолетний практический опыт проектирования и реализации проектов показал (Халимов, 2012), что не удалось решить главную задачу – путем создания ГГДМ повысить точность получаемых результатов прогноза технологических показате-

телей. Отмечено (Халимов, 2012), что для зрелых месторождений, имеющих длительную историю разработки и находящихся в поздней стадии, точность прогнозов, выполненных с использованием традиционных аналитических методик, не уступает прогнозам, полученным с применением пластового моделирования; тогда как численное пластовое моделирование является более трудоемким, дорогостоящим, требующим привлечения значительных человеческих и технических ресурсов.

Причиной тому, как показали экспертные оценки (Мухаметшин, 2013), являются следующие факторы:

1. Ошибки, допущенные при детальной корреляции пластов при подсчете запасов, геологическая основа которой используется в фильтрационной модели, автоматически переходят в проектный документ.

2. Недооценка макро- и микронеоднородности продуктивных пластов.

3. Недочет вязкоупругих свойств и степени влияния вязкости нефти на коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и соответственно вытеснения.

4. Нерегулярность пустотного пространства в карбонатных пластах-коллекторах, динамический характер их трещиноватости.

5. Техногенные изменения в пластовых системах (Абдулмазитов и др., 2008; Мухаметшин, Кринари, 1999; Мухаметшин, 2006; Петрова и др., 1998; Хисамов, Файзуллин, 2011).

6. Взаимодействие пластов в процессе разработки, в том числе из-за неучета вертикальной проницаемости так называемых полукolleкторов или некондиционных коллекторов (Закиров и др., 2010; Муслимов, 2012а, 2012в; Хисамов, Файзуллин, 2011).

7. Человеческий фактор – отсутствие взаимоувязки проектных решений специалистами разного профиля, в

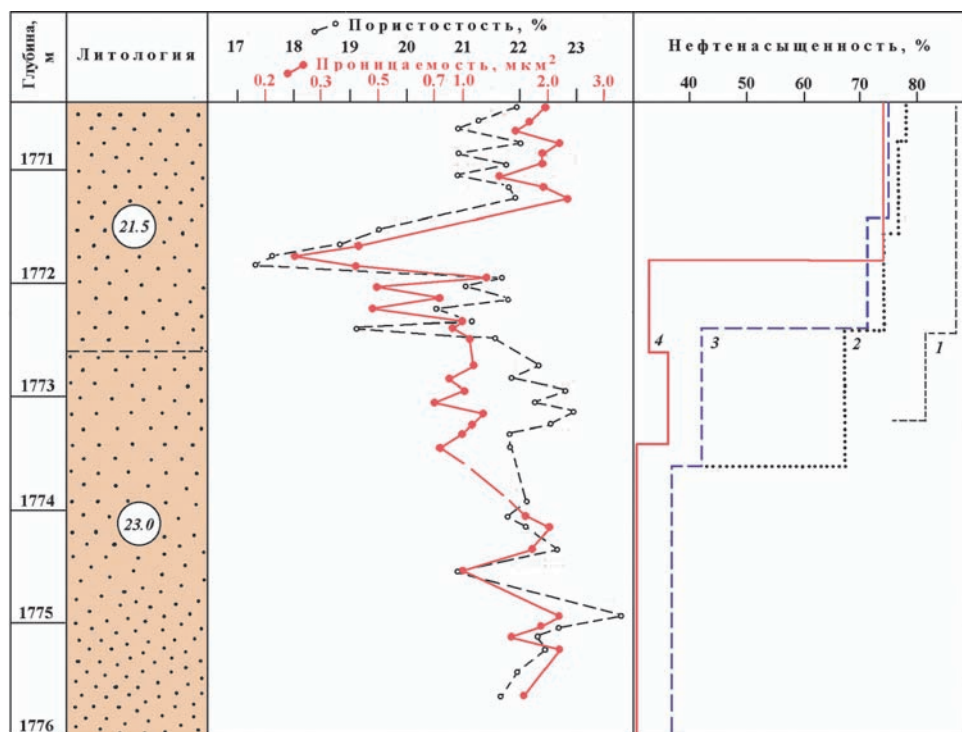


Рис. 1. Динамика нефтенасыщенности по разрезу пласта «в» в контрольной скв. 25328 Миннибаевского ОУ. Нефтенасыщенность: 1 – от 11.1991 г. (после цементирования обсадной колонны), 2 – от 09.1992 г., 3 – от 11.1994 г. (после обычного заводнения, Коэфв – 0.64), 4 – от 09.1997 г. (после ОЭЦ). В кружках – пористость по ГИС.

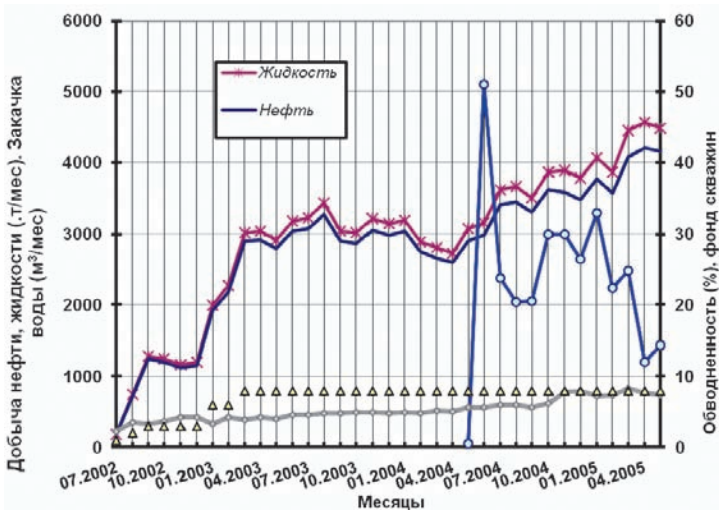


Рис. 2. Черемуховское месторождений, башкирский ярус. Динамика показателей разработки по элементу в районе нагнетательной скважины 5425.

особенности технологом-разработчиком, «модельером» и физиком-экспериментатором.

8. К семи факторам следует добавить еще один: по мнению (Давыдов, 2013), сама «адаптация модели в соответствии с нынешними представлениями о целях адаптации является неудовлетворительной», поскольку «существует целый набор приемов, которым часто пользуются для достижения «хорошей» адаптации, т.е. когда, собственно, адаптация проводится ради самой себя. Эти приемы, не имеющие физического смысла, не позволяют оценить реальное состояние выработки запасов, дать конкретные рекомендации недропользователю, однако они отвечают современным требованиям по приемке моделей».

Перечисленные факторы по особенностям проявления можно свести в четыре группы, каждая из которых в первую очередь характеризуется:

А. Недостаточным объемом исследовательской базы (факторы 2, 3, 4).

Б. Отсутствием разработанных контролирующими органами и обоснованных с использованием математических методов жестких требований к адаптации моделей (Давыдов, 2012б), особенно по истории разработки, утвержденных на уровне министерств и ведомств, ответственных за приемку проектных документов (фактор 8).

В. Сложностью обоснования динамики происходящих в пласте техногенных процессов в количественном плане (фактор 5).

Д. Недостаточным профессионализмом проектировщиков (факторы 1, 2, 6, 7, 8), которые в условиях дефицита исходной информации руководствуются далеко не обоснованным принципом аналогии, либо упрощают модели, не пытаясь использовать наработанные для таких случаев приемы и технологии. В ЦГЭ (Билибин и др., 2006) для повышения адекватности геологической модели объектов разведки и эксплуатации разработана технология оценки геологической неоднородности пласта, разбуренного плотной сеткой скважин, и учета ее в геологических моделях на участках, вскрытых редкой сеткой разведочных скважин. Равномерный учет геологической неоднородности по всей площади пласта позволяет повысить достоверность прогноза строения пластов в межскважинном пространстве без получения дополнительной информации. Это

лишь один из примеров творческого и высокопрофессионального подхода при создании ГГДМ.

В работе (Дзюба, 2007) рассмотрены слабые места моделирования фильтрационных процессов; отмечается, что «во многих случаях качество заложенной в симуляторы математики соответствует устаревшим численным методикам, что дополнительно суживает возможности моделирования». И далее там же «в результате особенностей (ограничений) симуляторов игнорируются основы теории моделирования, и от моделей разработки требуют достижения 1-2% точности расчета годовой добычи нефти, несмотря на то что исходные данные имеют погрешность 20%». К важным выводам следует отнести следующее:

- в распространенных программных продуктах не освещено моделирование в условиях неудовлетворительного качества и количества исходной информации; западное программное обеспечение этому не уделяет внимания;

- при переходе от геологической модели к гидродинамической штатное ремасштабирование в большинстве геологических пакетов приводит к потере макро- и микрооднородности (в соответствии с законом Мейера «Усложнять – просто, упрощать – сложно»), к «сглаживанию» объектов, к заведомому улучшению показателей;

- широкий спектр технологий ОПЗ, реально применяемых на скважинах, в симуляторах не отражен;

- огромные массивы информации современных геофизических, гидродинамических, индикаторных исследований скважин, получаемые при контроле за разработкой месторождений, не задействуются при моделировании;

- невозможно оценить эффективность реализации на практике технологий МУН, из-за чего расчеты эффективности не корректны;

- модели не пригодны для принятия решений по локальным задачам и отдельным скважинам, то есть для конкретных целей (Халимов, 2012).

Из этого следует: «Ключевым моментом, определяющим качество построенных моделей, является качество методического и программного обеспечения – симуляторов, полнота описания геологического строения пластов, процессов массообмена пласт-скважина, технологий работы со скважинами» (Дзюба, 2007).

По мнению (Закиров и др., 2010) «наступившая эра компьютерного моделирования выявила негативные стороны традиционной концепции абсолютного порового пространства», в которой пористая среда характеризуется абстрактными параметрами абсолютной проницаемости и открытой пористости. В предложенной упомянутыми авторами альтернативной новой концепции эффективного порового пространства (ЭПП) базисными параметрами являются реалистичные коэффициенты эффективной пористости (доля пор в объеме элемента пласта, не занятых остаточной водой) и эффективной проницаемости (фазовая проницаемость для нефти (газа) при остаточной водонасыщенности). Отмечается (Закиров и др., 2010), что принятие и реализация подходов концепции ЭПП в одной дисциплине мало эффективны – требуется «восстановление взаимосвязей, системности в нефтегазовой науке». Для достижения поставленной цели необходимо наличие специалистов широкого профиля, способных охватить взглядом несколько дисциплин и увидеть возможные несоответствия.

На передний план (кроме создания адекватных, реаль-

но работающих с конкретными объектами симуляторов) выходит и проблема кадров. На это 7 лет тому назад обратили внимание в ЦКР: «До сих пор не создана новая система подготовки специалистов по проектированию разработки месторождений» (Пономарев, 2007а); «при составлении проекта работа ведется комплексная: нужны геологи-разведчики, промысловые геологи, геофизики-разведчики, промысловые геофизики, буровики, добычники, гидродинамики, специалисты по обустройству – вся гамма специалистов ... Все эти специалисты должны работать как единая команда» (Лисовский, 2007). Поэтому России, чтобы не оказаться на задворках развития, необходимо в первую очередь позаботиться об образовании нации (Пешин, 2011), ситуация с которой только ухудшается. Это неизбежно, поскольку такое развитие событий запрограммировано введенной в стране системой образования. В плане вузовского образования пора инженерные специальности снова сделать привлекательными. Здесь никак нельзя ограничиваться только бакалавриатом и магистратурой, выпускники которых не нацелены на выполнение значимых практических задач: одни в силу отсутствия прочного базового образования, другие (даже лучшие из них) окажутся оторванными от системного внедрения инноваций. Необходимо вернуться к подготовке специалистов с пятилетним или шестилетним сроком обучения, то есть к иерархии бакалавр – специалист – магистр. Эту проблему следует решать при подготовке кадров не только для нефтяной и газовой промышленности.

Для получения адекватных представлений об объектах с трудноизвлекаемыми запасами, подготавливаемых к разработке и разрабатываемых, необходимо не только обобщение всей накопленной в ходе поисково-разведочных работ геологической информации (Белонин, 1997), но и проведение специальных исследований, в том числе на физических моделях и в промысловых условиях (Мухаметшин, 2006). Комплексный характер изучения объектов обуславливает привлечение широкого спектра научных дисциплин. Методологией же качественного и всестороннего изучения и моделирования объектов различной природы служит системный подход.

Формализацию процедур системного подхода должно предварять выделение классов запасов (Мухаметшин, 2006). Каждый из выделенных классов ТИЗН отражает приоритетность определяющих признаков (одного, двух или даже трех) трудной извлекаемости запасов, на изучение которых должен быть нацелен комплекс методов исследования.

Проектирование и внедрение инновационных технологий, несомненно, потребуют проведения ОПР: во-первых, каждый объект или группа их уникальны по своим геолого-физическим характеристикам, здесь как нигде необходимо учитывать закон Миллера («Ничего нельзя сказать о глубине лужи, пока в нее не попадешь»); во-вторых, успешность той или иной технологии зависит от: а) уже сформированной системы разработки, б) применявшихся методов ОПЗ (методов интенсификации добычи), в) степени системности их проведения, г) комплексирования методов (технологий). В любом случае для инновационного проектирования должны быть предусмотрены в значительном объеме подготовительные (опережающие, предпроектные) научно-исследовательские и опытно-промышленные работы (НИОПР) (Волков, 2009), начиная с

уточнения геологической модели объекта (Муслимов, 2012г; Мухаметшин, 2013; Халимов, 2012). Во-первых, это проведение расширенного комплекса полевых геофизических методов; во-вторых, выполнение широкого спектра лабораторных, экспериментальных и промысловых исследований. Разведочная геофизика, включая мобильные методы, может оказать существенную помощь в изучении неоднородностей геологической среды (в первую очередь тех из них, которые могут повлиять на выбор систем разработки), прогнозировании зон повышенной и интенсивной тектонической трещиноватости и их трассировании (Мухаметшин и др., 2002), что чрезвычайно важно при проектировании систем разработки для залежей нефти в карбонатных коллекторах.

Для эффективного освоения месторождений с ТИЗН необходимо при государственной поддержке вернуться к практике широкомасштабных экспериментов на опытных участках (ОУ), имеющих важное значение для отрасли. В рамках одного из таких масштабных и, пожалуй, последних экспериментов в советский период, проведенных по инициативе главного геолога ПО «Татнефть» Р.Х. Муслимова, было создано три ОУ по «Программе экспериментальных исследований по оценке эффективности применения нефтewытесняющих композиций и реагентов на опытных участках, оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками», утвержденной в 1990 г. генеральным директором «Татнефти» Р.Г.Галеевым (Мухаметшин, 2006, 2007; Мухаметшин и др., 2002, 2007). На Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения для изучения динамики изменения нефтewодонасыщенности в условиях высокочемких коллекторов пластов «в» и «г₂₊₃» (нижняя пачка пород горизонта Д₁) пробурено девять скважин со стеклопластиковыми обсадными трубами (СПОТ) в интервалах продуктивных пластов горизонта Д₁. Разбуривание участка завершено к началу 1992 г. Как показали скважинные исследования индукционным методом (ИМ) по технологии ВНИИнефтепромгеофизики (Мухаметшин, 2006, 2007), при использовании загустителей в виде оторочек ОЭЦ (потокоотклоняющих технологий), наряду с увеличением охвата заводнением происходит снижение нефтенасыщенности в ранее заводненном объеме. Эффект от закачки ОЭЦ подтвержден промысловыми данными; в скважинах со СПОТ он проявился через прирост коэффициента охвата и снижение нефтенасыщенности в ранее заводненных интервалах (Рис. 1). В интенсивно промытой части пласта «в» в нагнетательной скв. 20403 толщиной 5.0м после ОЭЦ коэффициент остаточной нефтенасыщенности снизился с 28.4% до 23.2%, что соответствует коэффициенту вытеснения, равному 0.754, то есть существенно выше, нежели это при моделировании процесса вытеснения нефти необработанной водой. Близкие значения остаточной нефтенасыщенности зафиксированы и по отдельным интервалам контрольных скважин. При заводнении ОЭЦ происходит вытеснение части капиллярно-защемленной в поровом объеме нефти из высокочемких заводненных слоев. Это позволяет рекомендовать и эффективно использовать данный третичный метод увеличения нефтеотдачи и на поздней стадии разработки даже квазиоднородных высокопроницаемых пластов.

Другой эксперимент связан с освоением залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах и чрезвычайно важен для условий месторождений Татарстана и

Самарской области. Специфика физико-геологических характеристик залежей в карбонатных коллекторах Мелекесской впадины указывает на то, что их запасы являются вдвойне и даже втрое трудноизвлекаемыми.

Опыт освоения участка Черемуховского месторождения с применением технологии вскрытия карбонатных пластов на депрессии, разработанной в ПермНИПИнефти под руководством Н.И. Крысина, и его двухлетней эксплуатации в НГДУ «ТатРИТЭК» (Якимов и др., 2005) показал: даже в условиях высокой вязкости нефти и чрезвычайно неоднородных карбонатных пластов башкирского яруса, представляется возможным и эффективным создание очагов заводнения (Рис. 2). Дебиты нефти по 13 эксплуатирующим пласты башкирского яруса скважинам, вскрытие которых производилось на депрессии, колебались от 6,1 до 23,2 т/сут и составили в среднем 14,4 т/сут, что в 2,9 раза выше таковых по скважинам, где пласты вскрыты по традиционной технологии. Ранее организация очага заводнения в 1986 г. в аналогичных пластах Нурлатского месторождения не привела к изменению дебитов в окружающих добывающих скважинах, которые характеризовались низкими пластовыми и забойными давлениями (соответственно 4,4-6,7 МПа и 0,8-1,9 МПа) и, несмотря на резкое превышение закачки воды над отбором жидкости, обводнялись нижними водами (Гилязов и др., 1999).

Повышение степени извлечения нефти из недр – одно из приоритетных направлений развития нефтяной промышленности (Крянев, Жданов, 2011; Муслимов, 2010, 2012а, 2013а и др.; Шелепов и др., 2012). Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) являются гораздо более сложными, чем заводнение, процессами, основанными на механизмах дополнительного извлечения нефти из пористой среды. Технологии МУН требуют как предварительного тщательного научного обоснования применительно к конкретным условиям, так и последующего научного сопровождения при их применении с использованием новых и принципиально новых средств контроля и регулирования. На текущем этапе, как считают во ВНИИнефти (Крянев, Жданов, 2011), необходимо создание и освоение технологий, обеспечивающих многофакторное воздействие на пласт-коллектор и насыщающие его флюиды.

С переходом нефтяной промышленности на новую систему хозяйствования перестали действовать механизмы стимулирования изучения проблемы увеличения нефтеотдачи, существенно уменьшилась активность научных исследований, объемы применения методов стали снижаться (Крянев, Жданов, 2011); проектирование разработки не сопровождается необходимыми научно-исследовательскими и поисковыми работами, отсутствуют предложения по созданию опытно-промышленных полигонов для отработки новых технологических решений (Пономарев, 2007б).

По данным (Крянев, Жданов, 2011) при благоприятных условиях к 2030 г. извлекаемые запасы страны за счет промышленного применения МУН могут быть приращены на 2-4 млрд. т с годовой дополнительной добычей 30-60 млн. т, дополнительные затраты в конечном счете компенсируются повышенной эффективностью. По Татарстану это позволит удвоить извлекаемые запасы малых нефтяных компаний, в целом по республике прирастить более 400 млн. т извлекаемых запасов нефти, что равносильно созданию нового нефтедобывающего района России

(Волков, Сахибуллин, 2009). Как показывает мировой и российский опыт, без государственного участия инновационные проблемы решать не удается. Отдельные эксперименты проводятся в небольшом числе компаний, условия проведения и полученные результаты далеко не всегда становятся доступными широкому кругу специалистов из-за «коммерческой тайны».

В деле продвижения инновационных технологий необходимо решать и решить на государственном уровне три проблемы:

1. Софинансирование государственными структурами научно-исследовательских и опытно-промышленных работ, включая масштабные эксперименты в пластовых условиях по оценке эффективности МУН для различных классов проблемных запасов нефти. Проблемы, связанные с гармонизацией экономических интересов в первую очередь государства и недропользователей, рассматривались в работах (Давыдов, 2013; Крянев, Жданов, 2011; Муслимов, 2011, 2012г, 2013а, 2013в). Финансируя или предоставляя налоговые льготы, государство вместе с тем становится правообладателем, то есть получает в свое распоряжение апробированные в условиях реальных пластов технологии, которые через контролирующие органы вправе требовать от недропользователей их внедрения.

2. Создание нормативно-правовой базы, в том числе регламентирующей применение программных комплексов для прогноза добычи нефти и обоснования геолого-технических мероприятий.

3. Преобразования в сфере высшего образования, переход к трехзвенной («бакалавр – специалист – магистр») иерархии выпускников.

Активное внедрение МУН всегда происходит на фоне существенного развития сопутствующих фундаментальных и прикладных научных исследований (Крянев, Жданов, 2011). О каком же прорыве в деле повышения нефтеотдачи на месторождения страны можно говорить, когда государство, как резонно отмечается учеными (Давыдов, 2014; Муслимов, 2012б), практически не финансирует нефтегазовую прикладную науку, хотя именно эта отрасль приносит ему основной доход?

Для успешного моделирования сложных месторождений и разработки нужны принципиально более совершенные симуляторы (Дзюба, 2007; Пергамент, Некрасов, 2007), которые бы позволяли на основе использования современных достижений численных методов решения уравнений фильтрации создавать модели, отвечающие физико-геологическим условиям реальных объектов. Российским нефтяным компаниям и научным организациям и центрам в свое время был анонсирован отечественный программный комплекс «Траст», затем переименованный в TimeZYX. Однако и те, и другие этих разработок не дождалась. Без совершенных симуляторов требование ЦКР к недропользователям «обеспечить разработку месторождения, мониторинг разработки на базе постоянно действующих геолого-технологических моделей», многократно озвученное на заседаниях и нашедшее отражение в публикациях «Вестника ЦКР Роснедра» и других изданий, просто повисает в воздухе.

По мнению (Пергамент, Некрасов, 2007) только совместные исследования и разработки ученых и практиков в области создания качественных симуляторов, более точно

описывающих процессы фильтрации в сложных реальных случаях, повышение квалификации специалистов-гидродинамиков и разработчиков обеспечат более эффективное использование постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений нефти и газа России.

Что даст государству и недропользователям решение давно назревших проблем?

Государству:

1. Реальное выполнение утвержденной Правительством РФ «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» и соответствующее высокому уровню добычи УВС наполнение бюджета.

2. Развитие высоких технологий в нефтяной отрасли.

3. Создание интегрированной системы управления разработкой месторождений на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей.

4. Повышение уровня профессионализма и квалификации широкого круга специалистов.

Недропользователям:

1. Создание действительно адекватных, приближенных к реальным физико-геологическим условиям объектов эксплуатации геолого-гидродинамических моделей дает возможность с высокой эффективностью использовать их на различных уровнях организации производства по всей технологической цепочке добычи УВС. В последние годы активно рекламируется новый отечественный симулятор tNavigator – флагманский продукт компании Rock Flow Dynamics (Эйдинов, 2011). Пользовательский интерфейс программного пакета tNavigator, позволяет осуществлять принципиально новый подход к построению и использованию гидродинамических моделей и предоставляет возможности по управлению расчетом и анализу данных. Принципиальным нововведением является набор инструментов для моделирования геолого-технических мероприятий и оптимизации системы поддержания пластового давления.

2. Повышение эффективности планируемых геолого-технических мероприятий на основе актуализации адекватных действующих моделей и созданной на их основе интегрированной аналитической среды. Стоимость же построения адекватных моделей несопоставима с теми затратами, которые несет недропользователь в процессе освоения месторождения или внедрения новой технологии добычи нефти (Давыдов, 2012б).

3. Участие в создании новейших технологий разработки месторождений и повышения нефтеотдачи на месторождениях с ТИЗН поднимет квалификацию специалистов нефтедобывающих и сервисных компаний на новый уровень.

Реализации инновационных технологий при разработке трудноизвлекаемых запасов, которые в настоящий период служат основным резервом развития нефтяной отрасли России – это, во-первых, «маяки» для создания прорывов в деле существенного повышения нефтеотдачи и ресурсной базы страны в целом; во-вторых, своего рода локомотив, который позволит подняться на более высокий уровень развития знаний в области фундаментальных и прикладных наук и технологий.

Литература

Абдулмазитов Р.Г., Саттаров Р.З., Насыбуллин А.В. Оценка влияния техногенного воздействия на коллекторские свойства пласта. *Нефтяное хозяйство*. 2008. №1. С.62-64.

Белонин М.Д. Количественные методы регионального и ло-

кального прогноза нефтегазоносности: Дисс. ... д.геол.-мин.н. СПб: ВНИГРИ.1997. 103 с.

Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Гаврилова Е.В. и др. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов многопластовых месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей. *Нефтяное хозяйство*. 2006. №10. С.32-36.

Волков Ю.А. Суть инновационного проектирования в организации опережающих научно-исследовательских работ. *Нефть. Газ. Новации*. 2012. №3. С.17-23.

Волков Ю.А., Сахибуллин Н.А. О реализации инновационного потенциала научно-внедренческого нефтяного кластера Республики Татарстан. *Георесурсы*. 2009. №4. С.3-6.

Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 1995. 496 с.

Гилязов Ш.Я., Мухаметшин Р.З. и др. Опыт разработки залежей высоковязкой нефти Мелекесской впадины. *Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. науч.-практ. конф.* Т.1. Казань: Экоцентр. 1999. С.320-328.

Давыдов А.В. Инновационное проектирование – необходимость или дань моде? *Нефть. Газ. Новации*. 2013. №1. С.21-27.

Давыдов А.В. Повышение качества проектирования разработок месторождений углеводородного сырья – основная задача в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. 2012а. №3. С.6-7.

Давыдов А.В. Современное состояние моделирования и проектирования разработки месторождений углеводородов. Реальность и перспективы. *Нефть. Газ. Новации*. 2012б. №10. С.19-23.

Джафаров И.С. Инновационные технологии как инструмент повышения эффективности разработки месторождений ОАО «Газпром нефть». *Нефтяное хозяйство*. 2009. №12. С.25-28.

Дзюба В.И. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. Проблемы и перспективы. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2007. №1. С.35-39.

Лисовский Н.Н. О работе ЦКР. Интервью. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №5. С.10-12.

Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анисеев Д.П. Новая концепция эффективного порового пространства и ее приложения к повышению эффективности разработки газоконденсатных залежей, залежей высоковязкой нефти и нефтяных оторочек. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2012. Вып. 2(6). URL: http://www.oilgasjournal.ru/vol_6/zakirov.pdf.

Крянев Д.Ю., Жданов С.А. Состояние и проблемы научного обеспечения методов увеличения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*. 2011. №11. С.72-74.

Муслимов Р.Х. Еще раз о нефтеотдаче (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. 2013а. №3. С.40-44.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: Учебное пособие. Казань: «Фэн». 2012а. 664 с.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*. 2010. №1. С.12-16.

Муслимов Р.Х. Опыт и проблемы совершенствования проектирования разработки нефтяных месторождений в Республике Татарстан. *Нефтяное хозяйство*. 2009. №5. С.46-51.

Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы. *Нефтяное хозяйство*. 2011. № 5. С.72-76.

Муслимов Р.Х. Пути повышения эффективности использования углеводородного потенциала в условиях прогнозируемого для РФ ухудшения конъюнктуры мирового рынка. *Георесурсы*. 2013б. № 4. С.6-11.

Муслимов Р.Х. Проблемы инновационного проектирования особенно сложных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Нефтяное хозяйство*. 2012б. №10. С.92-97.

Муслимов Р.Х. Проблемы создания научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений РТ. *Нефть. Газ. Новации*. 2013в. №1. С.14-20.

Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. 2012в. №2. С.30-38.

Муслимов Р.Х. Совершенствование геологического изучения недр – основа инноваций и модернизации нефтяной отрасли в энергостратегии Республики Татарстан на период до 2030 г. *Нефтяное хозяйство*. 2012г. №1. С.14-18.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А. Актуальные задачи организации и стандартизации инновационного проектирования разработки нефтя-

ных месторождений. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2010. №3. С. 5-12.

Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: Автореф. дисс. ... д.геол.-мин.н. М.: ИГиРГИ. 2006. 52 с.

Мухаметшин Р.З. Нужен ли регламент на инновационное проектирование разработки нефтяных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*. 2013. №2. С.70-86.

Мухаметшин Р.З. Опытные участки Миннибаевской площади: результаты серии экспериментов по оценке нефтесвещающих свойств обычной и загущенной воды. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». *Мат. между. науч.-практ. конф.* Казань: «ФЭН». 2007. С.439-445.

Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Боровский М.Я. Первый опыт экспериментальных гравиметрических измерений при подготовке нефтяных месторождений к эксплуатации (на примере Чегодайского месторождения Республики Татарстан). «Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых». *Мат. между. науч.-практ. конф.* Уфа: ТАУ. 2002. С.564-573.

Мухаметшин Р.З., Ибатуллин Р.Р., Хусаинов В.М. Основные результаты экспериментов по оценке МУН на Зеленогорском участке со стеклопластиковыми обсадными трубами. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов». *Мат. между. науч.-практ. конф.* Казань: «ФЭН». 2007. С.702-706.

Мухаметшин Р.З., Кринари Г.А. Палеовулканизм и процессы нефтедобычи (на примере Ромашкинского месторождения). *Труды БелНИПИнефть*. Гомель. Вып. 3. 1999. С.13-26.

Мухаметшин Р.З., Панарин А.Т., Халиуллин Ф.Ф. и др. Оценка эффективности вторичных и третичных МУН на залежах вязкой нефти по результатам опытных работ. «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения». *Тр. науч.-практ. конф.* Т.1. Казань: Арт-дизайн. 2002. С.300-306.

Пергамент А.Х., Некрасов А.А. Об оценке качества гидродинамических симуляторов. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2007. №1. С.40-45.

Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Юсупова Т.Н. и др. Состояние остаточных нефтей длительно разрабатываемых месторождений. *Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий*. Казань: Новое Знание. 1998. С.336-338.

Пешин С.В. Системный подход к пониманию механизма развития технологий. *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2011. Вып.1(3). URL: http://www.oilgasjournal.ru/vol_3/pashin.pdf.

Пономарев Н.С. Главная задача – повышение качества проектирования и разработки месторождений УВС. *Недропользование – XXI век*. 2007а. № 1. С.11-12.

Пономарев Н.С. О работе секций углеводородного сырья ЦКР Роснедра в 2006 году. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2007б. № 1. С.4-8.

Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование (по опыту работы Центральной комиссии по разработке месторождений). *Геология нефти и газа*. 2012. №6. С.79-83.

Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Казань: «ФЭН». 2011. 228 с.

Шелепов В.В., Крянев Д.Ю., Жданов С.А. О среднем проекционном коэффициенте нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*. 2012. №11. С.112-115.

Эйдинов Д. Современные технологии гидродинамического моделирования месторождений для решения промышленных задач. *ТЭК России*. №3. 2011.

Якимов А.С., Ахметзянов Р.Х., Мухаметшин Р.З. К освоению залежей высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах. Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. «Проблемы освоения». *Мат. научн. конф.* Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2005. С.336-337.

Сведения об авторах

Рустам Закиевич Мухаметшин – доктор геол.-мин. наук по специальностям «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» и «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», доцент кафедры геологии нефти и газа, эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых РФ.

Казанский (Приволжский) федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел: (843) 233-79-82.

Unresolved Problems and Solved Tasks of Innovative Reservoir Engineering

R.Z. Mukhametshin

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, geoeng111@yandex.ru

Abstract. The current state of oil fields development engineering on the basis of geological and hydrodynamic modeling is considered in this paper. Article features reasons of models inadequacy to real geological and physical conditions of productive formations and, as a consequence, low quality of oil production forecast, which determines a short «inter-project» period. Necessity of innovative engineering with introduction of new EOR in connection with the development of reserves difficult to recover is justified. The advisability of reforming the educational process and sectoral science financing to create high-tech innovation projects is emphasized. Tasks are designated to harmonize relations between the state and subsoil users, without which priorities of «Energy Strategy of Russia for the period up to 2030» are unlikely to be implemented.

Keywords: reserves difficult to recover, oil recovery factor, innovative reservoir engineering, geological and hydrodynamic model, methods of enhanced oil recovery.

References

Abdulmazitov R.G., Sattarov R.Z., Nasybullin A.V. Impact assessment of anthropogenic influence on reservoir properties. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2008. №1. Pp.62-64. (In russian)

Belonin M.D. *Kolichestvennyye metody regional'nogo i lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti. Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Quantitative methods of regional and local oil and gas recovery forecast. Dr. geol. and min. sci. diss.]. Saint Petersburg: «VNIGRI» Publ. 1997. 103p.

Bilibin S.I., D'yakonova T.F., Gavrillova E.V. et al. Features of the

modern approach to the calculation of multilayer geological oil and gas reserves on the basis of three-dimensional models. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2006. №10. Pp.32-36. (In russian)

Volkov Yu.A. The essence of innovative design is in the organization of advance research activity. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2012. №3. Pp.17-23. (In russian)

Volkov Yu.A., Sakhibullin N.A. Innovation potential realization of the scientific oil cluster of Tatarstan Republic. *Georesursy* [Georesources]. 2009. №4(32). Pp.3-6. (In russian)

Gavura V.E. *Geologiya i razrabotka neftyanykh i gazoneftnykh mestorozhdeniy* [Geology and development of oil and gas-oil fields]. Moscow: «VNIIOENG» Publ. 1995. 496p.

Gilyazov Sh.Ya., Mukhametshin R.Z., Abdulmazitov R.G. et al. Viscous oil deposits development practice (Melekes depression). *Vysokovязкие нефти, природные битумы и остаточноые нефти разрабатываемых месторождений: Труды науч.-практ. конф.* [High viscosity oil, natural bitumen and residual oil of producing fields: Proc. Sci. and pract. Conf.] Kazan: «Ekotsentr» Publ. 1999. Т.1. Pp.320-328. (In russian)

Davydov A.V. Innovative Designing – Necessity or a Fashion Trend? *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2013. №1. Pp.21-27. (In russian)

Davydov A.V. Improving the quality of the hydrocarbon deposits development design is the main task at present. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2012a. №3. Pp.6-7. (In russian)

Davydov A.V. Current state of hydrocarbon deposits development simulation and design. Reality and Prospects. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2012b. №10. Pp.19-23. (In russian)

Dzhafarov I.S. Innovative technologies as the tool of the efficiency increase of field development at OAO «Gazprom neft». *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2009. №12. Pp.25-28. (In russian)

Dzyuba V.I. Hydrodynamic modeling of oilfield development. Problems and prospects. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission]. 2007. №1. Pp.35-39. (In russian)

Lisovskiy N.N. On the work of the Central Commission for Development of Deposits of the Federal Agency for Recovery of Natural Resources. Interview. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2007. №5. Pp.10-12.

Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P. Novel concept of effective pore space and its applications for enhanced recovery of gas-condensate, high-viscosity oil reservoirs and oil rims. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2012. Is. 2(6). Available at: http://www.oilgasjournal.ru/vol_6/zakirov.pdf. (In russian)

Kryanev D.Yu., Zhdanov S.A. State and problems of scientific support for enhanced reservoir recovery methods. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2011. №11. Pp.72-74. (In russian)

Muslimov R.Kh. Once again on the oil recovery. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2013. №3. Pp.40-44. (In russian)

Muslimov R.Kh. Neftotdacha: proshloe, nastoyashee, budushee [Oil recovery: Past, Present, Future]. Kazan: «Fen» Publ. 2012. 664p.

Muslimov R.Kh. On the standard of an oil fields development innovative design with the purpose of increase recoverable reserves. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2010. №1. Pp.12-16. (In russian)

Muslimov R.Kh. Experience and problems of perfection of oil fields development designing in the Republic of Tatarstan. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2009. №5. Pp.46-51. (In russian)

Muslimov R.Kh. Problems of modernization and elaboration of innovative technologies of fields development in connection with a significant change of the oil industry resource base. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2011. № 5. Pp.72-76. (In russian)

Muslimov R.Kh. Ways to improve the efficiency of hydrocarbon potential in terms of projected deterioration of world market environment for the Russian Federation. *Georesursy* [Georesources]. 2013. № 4(54). Pp.6-11. (In russian)

Muslimov R.Kh. Problems of innovative design of development of especially complex fields with hard-to-recover oil reserves. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2012. №10. Pp.92-97. (In russian)

Muslimov R.Kh. Challenges with Arranging the Innovative Designing Scientific Basis in the Area of Oil Field Development in Republic of Tatarstan. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2013. №1. Pp.14-20. (In russian)

Muslimov R.Kh. Progress of innovative technologies for the development of oil fields in modern conditions. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2012. №2. Pp.30-38. (In russian)

Muslimov R.Kh. Improving geological study of subsoils - the basis of innovation and modernization of the oil industry in the Energy Strategy of the Republic of Tatarstan up to 2030. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2012. №1. Pp.14-18. (In russian)

Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A. Aktual'nye zadachi organizatsii i standartizatsii innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki neftnykh mestorozhdeniy [Actual problems of the organization and standardization of innovative oil fields development design]. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission]. 2010. №3. Pp.5-12. (In russian)

Mukhametshin R.Z. *Geologicheskie osnovy effektivnogo osvoeniya i izvlecheniya trudnoizvlekaemykh zasposov nefti. Avtoref. Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Geological basic principles for efficient development and extraction of difficult oil. Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: "IGIRGI" Publ. 2006. 52p.

Mukhametshin R.Z. Do We Need Any Regulations for the Innovative Oil Field Development? *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2013. №2. Pp.70-86. (In russian)

Mukhametshin R.Z. Experimental area at Minnibaevskaya oilfield: results of a series of experiments to assess the oil-saturated properties of ordinary water and thickened water. *Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki neftnykh mestorozhdeniy i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov: Materialy Mezhd. nauchno-prakt. konf.* [Enhanced oil recovery in the late stage of oilfield development and integrated development of heavy oil and natural bitumen: Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.] Kazan: «Fen» Publ. 2007. Pp.439-445. (In russian)

Mukhametshin R.Z., Bogatov V.I., Borovskiy M.Ya. The first experience of the experimental gravimetric measurements in preparation for oil fields exploitation (for example, Chegodaykoe

oilfield, Tatarstan Republic). *Problemy i perspektivy primeneniya sovremennykh geofizicheskikh tekhnologiy dlya povysheniya effektivnosti resheniya zadach geologorazvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh: Mater. Mezhd. nauchno-prakt. Konf.* [Problems and prospects of application of modern geophysical technologies to improve the efficiency of solving the exploration and development of mineral deposits: Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.]. Ufa: "TAU" Publ. 2002. Pp.564-573. (In russian)

Mukhametshin R.Z., Ibatullin R.R., Khusainov V.M. The main results of experiments to evaluate enhanced oil recovery methods (Zelenogorsk area with fiberglass casing). *Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki neftnykh mestorozhdeniy i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov: Materialy Mezhd. nauchno-prakt. konf.* [Enhanced oil recovery in the late stage of oilfield development and integrated development of heavy oil and natural bitumen: Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.] Kazan: «Fen» Publ. 2007. Pp.702-706. (In russian)

Mukhametshin R.Z., Krinari G.A. Paleovulkanizm i protsessy nefteobychi (na primere Romashkinskogo mestorozhdeniya) [Paleovulkanizm and oil recovery processes (Romashkinskoye oilfield)]. *Trudy BelNIPIneft'* [Proc. BelNIPIneft]. Gomel. Is.3. 1999. Pp.13-26. (In russian)

Mukhametshin R.Z., Panarin A.T., Khaliullin F.F. et al. Evaluation of the effectiveness of secondary and tertiary enhanced oil recovery methods at viscous oil deposits based on the results of experimental work. *Noveyshie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov – teoriya i praktika ikh primeneniya: Trudy nauchno-prakt. konf.* [The latest methods of enhanced oil recovery – theory and practice of their application: Proc. Sci. and Pract. Conf.] V.1. Kazan: "Art-dizayn" Publ. 2002. Pp.300-306. (In russian)

Pergament A.X., Nekrasov A.A. Quality assessment of hydrodynamic simulations. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission]. 2007. № 1. Pp.40-45. (In russian)

Petrova L.M., Mukhametshin R.Z., Yusupova T.N. et al. Sostoyanie ostatochnykh neftey dlitel'no razrabatyvaemykh mestorozhdeniy. Prioritetnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov i rol' supertekhnologiy [The state of residual oils of long-developed fields. Priority enhanced oil recovery methods and role of supertechnologies]. Kazan: "Novoe Znanie" Publ. 1998. Pp.336-338.

Peshin S.V. Sistemnyy podkhod k ponimaniyu mekhanizma razvitiya tekhnologiy [Systematic approach to understanding the mechanism of development technologies]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*. 2011. Is.1(3). Available at: http://www.oilgasjournal.ru/vol_3/pashin.pdf.

Ponomarev N.S. Glavnaya zadacha – povyshenie kachestva proektirovaniya i razrabotki mestorozhdeniy UVS [The main task is to improve the quality of design and development]. *Nedropol'zovanie – XXI vek* [Subsoil – XXI century]. 2007. № 1. Pp.11-12.

Ponomarev N.S. On the work of the hydrocarbons section of Central Oil and Gas Field Development Commission in 2006. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Bulletin of the Central Oil and Gas Field Development Commission]. 2007. № 1. Pp.4-8. (In russian)

Khalimov E.M. Detailed geological models and three-dimensional modeling (experience of the Central Oil and Gas Field Development Commission). *Geologiya nefi i gaza* [Oil and gas geology]. 2012. №6. Pp.79-83. (In russian)

Khisamov R.S., Fayzullin I.N. Geologo-geofizicheskoe doizuchenie neftnykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki [Geological and geophysical additional exploration of oil deposits in the late stage]. Kazan: «FEN» Publ. 2011. 228p.

Shelepov V.V., Kryanev D.Yu., Zhdanov S.A. On average designed producible oil index. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2012. №11. Pp.112-115. (In russian)

Yakimov A.S., Akhmetzyanov R.Kh., Mukhametshin R.Z. By the development of viscous oil deposits in carbonate reservoirs *Netraditsionnye kollektory nefi, gaza i prirodnykh bitumov. Problemy osvoeniya. Mat. nauch. konf.* [Unconventional reservoirs of oil, gas and natural bitumen. Problems of development. Proc. Sci. Conf.]. Kazan: "Kazansk. universitet" Publ. 2005. Pp.336-337. (In russian)

Information about authors

Rustam Z. Mukhametshin – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of Department of oil and gas geology, Expert of the State Committee for Mineral Reserves of Russia.

Kazan (Volga region) Federal university. 420008, Kazan, Russia, Kremlevskaya str., 18. Tel: +7(843) 233-79-82.

Внедрение геофизической технологии оптимизации систем разработки месторождений углеводородного сырья – составная часть инновационного проектирования

Предлагается в качестве одного из ведущих методов подготовки нефтяных месторождений к освоению использовать высокоточную гравиразведку. Методическая особенность рекомендуемых геофизических работ: выполнение полевых наблюдений по сети соответствующей нормативным показателям гравиметрической съемки масштаба 1:10 000 и крупнее. При этом надежно выявляются и трассируются проявления диастрофизма земной коры: разломы, зоны повышенной трещиноватости. Осуществление геофизических работ на базе возможного минимального расстояния между профилями и пунктами наблюдений позволяет совмещать поисковый и разведочный этапы; производится не только выявление, но и подготовка нефтеперспективных объектов к эксплуатации. Реализация гравиметрического метода как геофизической технологии оптимизации систем разработки на этапах инновационного проектирования способствует повышению эффективности освоения месторождений углеводородного сырья при минимальных затратах средств и времени.

Ключевые слова: инновационное проектирование, месторождение, углеводороды, эксплуатация, трещиноватость, врезные зоны, геофизические методы, высокоточная гравиразведка.

В 90-х гг. прошлого столетия предложено (Боровский, 2001; Боровский и др., 1991; Боровский, Мухаметшин, 1998; 1999; Мухаметшин, 2006; Мухаметшин и др., 1992; 2002) использовать геофизические мобильные «несейсмические» методы для подготовки нефтяных месторождений к эксплуатации. Ключевой момент рекомендации – проведение высокоточных гравиметрических наблюдений по сети, соответствующей нормативным показателям съемки масштаба 1:10 000 и крупнее. Реализация инновационных проектов осуществлена (Боровский, 2001; Боровский и др., 2011; 2004; 2010; Мухаметшин и др., 2002а; 2002б; Богатов и др., 2001; Мухаметшин, 2006) НПУ «Казаньгеофизика» и НПО «Репер» на территории Мелекесской впадины (Енорускинское месторождение), западного склона Южно-Татарского свода (Чегодайское, Краснооктябрьское месторождения) и Северо-Татарского свода (район Анзиркинского сейсмического поднятия Танайского участка).

Как правило, на всех, в особенности заключительных, этапах освоения скоплений углеводородного сырья наиболее широко используются результаты сейсморазведки МОГТ в модификациях 2Д и 3Д (подчеркнем, в МОГТ 3Д реализуются плотные площадные системы наблюдений). Возможности сейсмических исследований значительно возрастают (Гафаров, 2012) в связи с внедрением в производственный процесс полевых бескабельных систем регистрации сейсмических сигналов.

Однако проведение сейсморазведочных работ по ряду причин (экономические, экологические, сейсмогеологические условия) бывает затруднено. При эксплуатации нефтяных месторождений наблюдается (Мухаметшин и др., 2002; Муслимов, 2012; Мухаметшин, 2006; 2013; Боровский и др., 2004; Хисамов, Файзуллин, 2011) неполное вовлечение в разработку активных запасов. Это обусловлено деформационными процессами, происходящими в пластах-коллекторах при первичном вытеснении нефти и при использовании вторичных и третичных методов.

Методические подходы к оценке деформаций должны предусматривать (Боровский, 2001; Боровский и др., 2011; 2010; 2004; Мухаметшин и др., 2002; 1992; 2000; 2002б; Бо-

готов и др., 2001; Мухаметшин, 2006; 2013; Слепак, 2005; Хисамов, Файзуллин, 2011) учет особенностей строения геологического разреза. К последним относятся тектонические нарушения (разломы, зоны повышенной тектонической трещиноватости), эрозионные врезы (погребенные долины в нижнем и среднем карбоне), зоны древнего (погребенного) карста.

В плане возможного размещения рядов нагнетательных скважин относительно линейных зон трещиноватости представляет интерес сравнительный анализ (Мухаметшин, 2006) разработки двух опытных участков залежи 221 верхнетурнейского подъяруса. Результаты многолетних исследований участков, единственное отличие которых – это расположение рядов нагнетательных и добывающих скважин относительно основного направления трещиноватости, показывают, что размещение рядов нагнетательных и добывающих скважин параллельно трещинам позволило приблизиться к величине предельной нефтеотдачи и достичь текущей нефтеотдачи 38,4%, что в 1,7 раза выше, чем при их ортогональном размещении (Боровский, 2013а; 2013б; Мухаметшин, 2006; 2013).

Раскрытие вертикальных трещин происходит и в зонах развития нижнекаменноугольных врезов. Последние ввиду их заполнения рыхлым песком или слабосцементированным песчаником представляют собой не что иное, как естественные полости в турнейском карбонатном ложе. При эксплуатации ряда нефтяных месторождений западного склона Южно-Татарского свода на естественном режиме установлено активное гидродинамическое взаимодействие пластов турнейского и визейского ярусов, что обуславливает (Мухаметшин и др., 1985; 1997) необходимость учета наличия эрозионных врезов при освоении месторождений высоковязкой нефти (Мухаметшин, 2006; 2013).

Оперативное получение информации для выявления указанных проявлений диастрофизма на базе мобильных методов предполагает (Боровский и др., 2000) также, как в сейсморазведке МОГТ 3Д, применение плотной сети измерений. При выполнении площадных высокоточных гравиметрических съемок существенно достижение густоты

сети до 400 физ. точек на 1 кв. км. Такая плотность соизмерима (Мухаметшин и др., 1991) с шириной зон разуплотнения или погребенных русел (палеодолин) древних рек (Боровский и др., 1991; Мухаметшин и др., 2002; 1992; 2000; Мухаметшин, 2006).

Осуществление геофизических работ на базе возможного минимального расстояния между профилями и пунктами наблюдений позволяет (Боровский, 2013а; 2013б; Боровский и др., 2011; 2010) совмещать поисковый и разведочный этапы, то есть производится не только выявление, но и подготовка нефтеперспективных объектов к эксплуатации. При этом исключается неоднократный возврат на одни и те же площади.

Использование высокоточной гравиразведки, как мобильного, «малозатратного» метода в новом качестве базируется на следующих положениях (Боровский, 2013а; 2013б; Боровский и др., 2011; 2010; 2004а; 2005; 2004б).

– Тектоническая природа гравитационных аномалий над зонами развитой трещиноватости осадочной толщи подтверждается данными других геолого-геофизических методов и результатами математического моделирования.

– Наличие узких зон повышенной трещиноватости над фундаментного разреза требует применения плотных систем наблюдений (гравиразведка 3D): 50×50м, 50×100м, 50×150м. Оптимальный вариант – регулярная квадратная сеть измерений.

– Интенсивность аномалий силы тяжести, обусловленных зонами повышенной тектонической трещиноватости, достигает значительных величин.

– Методика полевых наблюдений предполагает: измерения на прямолинейных и протяженных профилях; соответствие масштаба съемки размерам изучаемых объектов; выход гравиметрического профиля в нормальное поле силы тяжести (т.е. за пределы аномалиеобразующего объекта), что способствует повышению достоверности геологических результатов.

– Интерпретация гравиметрических данных выполняется по методике изучения «тонкой» структуры геофизического поля.

– Получение информации в сложных поверхностных условиях: застроенность местности, присутствие металлических и энергопроводящих сооружений и т.п.

– Экологическая приемлемость: отсутствие негативного воздействия на окружающую среду.

– Подготовка геолого-геофизической основы для последующего геофизического мониторинга при контроле за добычей углеводородного сырья, эксплуатации подземных газовых хранилищ и т.д.

Представляют интерес результаты геологического истолкования гравиметрических данных на одном из участков центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области.

Гравиметрические исследования проведены на площади 50 км² по сети 100×100м. Наблюдения выполнены высокоточными компьютеризированными гравиметрами AUTOGRAVCG-3М и CG-5 фирмы SCINTREX (Канада). Среднеквадратическая погрешность определения аномалии силы тяжести в редукции Буге ± 0,017 мГал.

В результате обработки полевых гравиметрических измерений построена (в условном уровне) карта гравитационного поля масштаба 1:10 000, сечение изоаномал

0,1 мГал. Важным является составление карт графиков аномалий силы тяжести в редукции Буге по широтным и меридиональным профилям (масштаб горизонтальный 1:10 000, вертикальный – в 1 см 0,2 мГал).

Как известно (Боровский, 2001; Боровский и др., 1991; 2011; 2004б; Боровский, Мухаметшин, 1998; 1999; Бычков, 2010; Геологоразведочные работы ..., 2010; Мухаметшин и др., 2002; 1992; 2000; 2002; Основы полевой и промысловой геофизики ..., 2013; 2004; Слепак, 2005; Хисамов, Файзуллин, 2011; Швыдкин и др., 2008; Якимов, 2004), зоны повышенной тектонической трещиноватости регистрируются в виде достаточно интенсивных отрицательных аномалий силы тяжести.

С целью выделения зон проявления тектонических нарушений (зоны интенсивной трещиноватости) составлены и проанализированы графики изменения поля силы тяжести (Боровский, Носко и др., 2010; Боровский, Сурков и др., 2011). Для повышения достоверности результатов гравиметрических исследований геологическому истолкованию были подвержены карты графиков силы тяжести, построенные как в субширотном, так и в субмеридиональном направлениях.

Данный методический прием позволяет изучить распределение геофизического поля, как по простиранию, так и в крест простирания предполагаемого объекта. Такая возможность обеспечена высоким качеством (прямолинейность профилей, незначительная погрешность измерения аномальных значений, высокая, 100 пунктов на 1 км² плотность сети наблюдений) выполненной гравиметрической съемки.

На профилях регистрируются локальные отрицательные возмущения геофизического поля. Фиксируются элементы гравитационного поля, предполагающие присутствие проявлений диастрофизма земной коры. Интенсивность локальных минимумов изменяется от -0,05 до -0,20 мГал, длина интервала пониженных значений величин Δg_B варьирует от 0,25 км до 1,2 км.

Характер поведения геофизического поля по различным азимутам проложения гравиметрических профилей свидетельствует, что проявление аномальных эффектов существенно зависит от пространственной ориентировки профилей.

Полученные материалы на базе геологического истолкования карт графиков Δg_B , построенных по меридиональным и широтным профилям, объединены в карту результатов интерпретации данных высокоточной гравиразведки. В плане представлены предполагаемые зоны развития повышенной трещиноватости в осадочной толще (Боровский, Носко и др., 2010; Боровский, Сурков и др., 2011).

Реализация гравиметрического метода как геофизической технологии оптимизации систем разработки на этапах инновационного проектирования способствует (Боровский, 2013а; 2013б; Мухаметшин, 2013) повышению эффективности освоения месторождений углеводородного сырья при минимальных затратах средств и времени. При наличии сложных поверхностных условий существенно (Бабаянц и др., 2014) использование крупномасштабной (масштаб съемок 1:10 000 и крупнее) аэрогеофизической разведки, широко применяющейся при изучении рудных и алмазоносных площадей и объектов.

Литература

- Бабаянц П.С., Боровский М.Я., Трусов А.А. Аэрогеофизическая разведка на этапах инновационного проектирования систем разработки месторождений малых нефтяных компаний. *Нефть. Газ. Новации*. 2014. №1. С.31-34.
- Богатов В.И., Мухаметшин Р.З., Швыдкин Э.К. и др. Комплекс мобильных полевых методов при доразведке небольших месторождений в нефти. *Тез. докладов науч. симпозиума «Новые технологии в геофизике»*. Уфа. 2001. С.242-244.
- Боровский М.Я. Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов: *Автореф. дисс. к.геол.-мин.н.* Казань: КГУ. 2001. 23 с.
- Боровский М.Я. Задачи разведочной геофизики в связи с инновационным проектированием разработки месторождений малых нефтяных компаний. *Мат. 40-й сессии сем. «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей»*. М.: ИФЗ РАН. 2013.а. С.60-67.
- Боровский М.Я. Состояние и перспективы разведочной геофизики в связи с инновационным проектированием разработки месторождений малых нефтяных компаний. *Нефть. Газ. Новации*. 2013.б. №2. С.6-9.
- Боровский М.Я., Богатов В.И. и др. Основные направления структурной гравиразведки на современном этапе. *Мат. 32 сессии меж. семин «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей»*. Пермь: Горный институт УрО РАН. 2005. С.20-21.
- Боровский М.Я., Богатов В.И. и др. Основные положения применения гравиметрической разведки при освоении нефтяных месторождений. *Мат. 31 сессии меж. семин. «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей»*. М.: ОИФЗ РАН. 2004.а. С.12-13.
- Боровский М.Я., Волков Ю.В., Сулейманов А.Я. и др. Применение мобильной геофизики – основа создания новых методических приемов подготовки месторождений к разработке. *Нефтяное хозяйство*. 2004.б. №12. С.88-90.
- Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З. Высокоточные гравиметрические измерения – основа оперативного информационного обеспечения подготовки месторождений углеводородного сырья к разработке. *Тез. докладов меж. семин. «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей»*. Екатеринбург: УГГА. 1999. С.190-192.
- Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З. Геофизическая разведка – важнейший элемент эффективного освоения месторождений нефти горизонтальными скважинами. *Мат. семинара-дискуссии «Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами»* (Альметьевск, 1996). Казань: Новое Знание. 1998. С.149-153.
- Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З., Успенский Б.В. О необходимости применения геофизических методов при освоении залежей высоковязких нефтей и природных битумов. *Тез. докладов всесоюз. конф. по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка)*. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1991. С.78-79.
- Боровский М.Я., Носко В.П., Мельников Д.В. и др. Инновационная геофизическая технология при поисках и разведке залежей нефти. *Мат. меж. научно-практ. конф. «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань: Изд-во «Фэн». 2010. С.54-57.
- Боровский М.Я., Сурков А.Д., Большов В.А. и др. Гравиметрическая разведка при решении задач нефтегазовой геологии на современном этапе. *Мат. 38-й сессии сем. «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей»*. Пермь: ГИ УрО РАН. 2011. С.60-67.
- Бычков С.Г. Методы обработки и интерпретации гравиметрических наблюдений при решении задач нефтегазовой геологии. Екатеринбург: УрО РАН. 2010. 187 с.
- Геологоразведочные работы в регионах с высокой опискованностью недр. Под. ред. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «ФЭН». 2010. 274 с.
- Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. № 2. 2012. С.30-38.
- Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: *Автореф. дис. ... д.геол.-мин.н.* М.: ИГиРГИ. 2006. 51с.
- Мухаметшин Р.З. Нужен ли регламент на инновационное проектирование разработки нефтяных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*. 2013. №2. С.70-86.
- Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Боровский М.Я. Мобильные геофизические методы на заключительном этапе геологоразведочных работ. *Докл. II меж. конф. «Перспективы развития и освоения топливно-энергетической базы Северо-Западного экономического района Российской Федерации»*. СПб: ВНИГРИ. 2000. С.126-130.
- Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Боровский М.Я. Первый опыт экспериментальных гравиметрических измерений при подготовке нефтяных месторождений к эксплуатации (на примере Чегодайского месторождения Республики Татарстан). *Мат. меж. науч.-практ. конф. «Проблемы и перспективы применения современных геофизических технологий для повышения эффективности решения задач геологоразведки и разработки месторождений полезных ископаемых»*. Уфа: ТАУ. 2002.а. С.549-558.
- Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Волков Ю.В., Лучников В.М. Использование крупномасштабной гравиметрической съемки для оптимизации систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Тр. науч.-практ. конф. «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения»* (Казань, 2001). Т.1. Казань: Арт-дизайн. 2002.б. С.411-417.
- Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Успенский Б.В. О целесообразности применения высокоточной гравиразведки при доразведке и проектировании разработки залежей нефти и природных битумов. *Вопросы геологии и нефтебитумоносности центральных районов Волго-Уральской области*. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1992. С.43-57.
- Основы полевой и промысловой геофизики для геологов. Под. ред. Р.С. Хисамова. Казань: Изд-во «ФЭН». 2013. 359 с.
- Слепак З.М. Гравиразведка в нефтяной геологии. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2005. 224 с.
- Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Казань: «ФЭН». 2011. 228 с.
- Швыдкин Э.К., Якимов А.С., Вассерман В.А. Геофизические и геохимические технологии прогноза и оценки нефтеносности перспективных объектов. Казань: «Новое знание». 2008. 164 с.
- Якимов А.С. Геолого-геофизические методы доразведки нефтяных месторождений. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 2004. 128с.

Сведения об авторе

Михаил Яковлевич Боровский – Канд.геол.-мин.наук, Почетный нефтяник Минтопэнерго России, Заслуженный геолог РТ. ООО «Геофизсервис», 420029, Казань, Журналистов,7-69, Тел: 8 (927) 672-49-86.

Geophysical System Optimization Implementation in the Hydrocarbons Fields Development is Constituent Part of Innovative Engineering

M.Ya. Borovskiy

ООО «Geofizservis», Kazan, Russia, lilabor@mail.ru

Abstract. High-precision gravity survey is suggested as one of the leading methods to prepare oil fields for development. Methodological peculiarities of recommended geophysical works:

field observations on the grid of gravimetric survey scale of 1:10,000 and larger relevant to regulatory indicators. At the same time crust's diastrophism, such as faults and excessive fracturing zones, is clearly

indicated and tracked. Implementation of geophysical works on the basis of minimum possible distance between profiles and observation points allows combining search and exploration phases. Not only detection, but preparation of oil-bearing objects for exploitation is produced. Execution of gravimetric method as geophysical system optimization of development on the phases of innovative engineering enhances the effectiveness of hydrocarbon fields development at the minimum time and money consumption.

Keywords: innovative engineering, field, hydrocarbons, exploitation, fracturing, down-cutting zones, geophysical methods, high-precision gravity survey.

References

- Babayants P.S., Borovskiy M.Ya., Trusov A.A. Aero Geophysical Survey at the Stages with Innovative Designing the Systems of Field Development in Small sized Oil Companies. *Neft'.Gaz. Novatsii* [Oil.Gas.Novations]. 2014. №1. Pp.31-34. (In russian)
- Bogatov V.I., Mukhametshin R.Z., Shvydkin E.K. et al. Complex of mobile field methods for further exploration of small oil fields]. *Tezisy dokladov Nauch. simpoziuma «Novye tekhnologii v geofizike»* [Abstracts Sci. Symp. «New technologies in geophysics»]. Ufa. 2001. Pp.242-244. (In russian)
- Borovskiy M.Ya. *Geofizicheskaya tekhnologiya prognoza, poiskov i razvedki mestorozhdeniy prirodnykh bitumov: Avtoref. Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Geophysical technology of forecasting and exploration of natural bitumen: Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.]. Kazan: «KGU» Publ. 2001. 2 p.
- Borovskiy M.Ya. Objectives of exploration geophysics due to the innovative design of field development of small oil companies. *Materialy 40 sessii Mezhd. seminar «Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley»* [Proc. 40th session of the Int. Seminar «Problems of the theory and practice of geological interpretation of gravity, magnetic and electric fields»]. Moscow: «IFZ RAN» Publ. 2013. Pp.60-67. (In russian)
- Borovskiy M.Ya. Status and Perspectives for Exploration Geophysics as Related to the Innovative Designing of Field Development Process in Small sizes Oil Companies. *Neft'.Gaz. Novatsii* [Oil.Gas.Novations]. 2013. №2. Pp.6-9. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Bogatov V.I. et al. Main directions of structural gravity at the present stage. *Materialy 32 sessii Mezhd. nauch. seminar «Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley»* [Proc. 32 session of the Int. Sci. Seminar «Problems of the theory and practice of geological interpretation of gravity, magnetic and electric fields»]. Perm: «Gornyy institut UrO RAN» Publ. 2005. Pp.20-21. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Bogatov V.I. et al. Key thesis of applying gravity prospecting as related to the oil fields development. *Materialy 31 sessii Mezhd. nauch. seminar «Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley»* [Proc. 31 session of the Int. Sci. Seminar «Problems of the theory and practice of geological interpretation of gravity, magnetic and electric fields.». Moscow: «OIFZ RAN» Publ. 2004. Pp. 12-13. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Volkov Yu.V., Suleymanov A.Ya. et al. Primenenie mobil'noy geofiziki – osnova sozdaniya novykh metodicheskikh priemov podgotovki mestorozhdeniy k razrabotke [Application of mobile Geophysics – a basis for creation a new methods of preparation of the field for development]. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2004. №12. Pp.88-90.
- Borovskiy M.Ya., Mukhametshin R.Z. Vysokotochnye gravimetricheskie izmereniya – osnova operativnogo informatsionnogo obespecheniya podgotovki mestorozhdeniy uglevodorodnogo syr'ya k razrabotke [Precision gravity measurements – a basis for working informative supporting of preparation of the field for development]. *Tezisy dokladov Mezhd. seminar «Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley»* [Proc. Int. Sci. Seminar «Problems of the theory and practice of geological interpretation of gravity, magnetic and electric fields»]. Ekaterinburg: «UGGA» Publ. 1999. Pp.190-192. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Mukhametshin R.Z. Geophysical surveys as key element of effective development of oil horizontal wells. *Mat. seminar-diskussii «Razrabotka neftyanikh mestorozhdeniy gorizontalmymi skvazhinami» (Almetyevsk, 1996)* [Proc. Seminar-discussion «Development of oil fields with horizontal wells»]. Kazan: «Novoe Znanie» Publ. 1998. Pp.149-153. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Mukhametshin R.Z., Uspenskiy B.V. On the necessity of applying geophysical methods during viscous oil deposits development and natural bitumen. *Tezisy dokladov konf. po problemam kompleksnogo osvoeniya prirodnykh bitumov i vysokovyzkikh neftey (izvlechenie i pererabotka)* [Proc. All-Union Conf. on integrated development of natural bitumen and high-viscosity oils (extraction and processing)]. Kazan: «KGU» Publ. 1991. Pp.78-79. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Nosko V.P., Mel'nikov D.V. et al. Innovative geophysical technology in prospecting and exploration of oil deposits. *Materialy Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Innovatsii i tekhnologii v razvedke, dobyche i pererabotke nefi i gaza»* [Proc. Int. sci. and pract. conf. «Innovation and technology in the exploration, extraction and processing of oil and gas»]. Kazan: «Fen» Publ. 2010. Pp.54-57. (In russian)
- Borovskiy M.Ya., Surkov A.D., Bol'shovi V.A. et al. Gravity exploration for solving problems in the modern petroleum geology. *Materialy 38- sessii Mezhd. seminar «Voprosy teorii i praktiki geologicheskoy interpretatsii gravitatsionnykh, magnitnykh i elektricheskikh poley»* [Proc. 38 session of the Int. Sci. Seminar «Problems of the theory and practice of geological interpretation of gravity, magnetic and electric fields»]. Perm: «GI UrO RAN» Publ. 2011. Pp.60-67. (In russian)
- Bychkov S.G. Metody obrabotki i interpretatsii gravimetricheskikh nablyudeni pri reshenii zadach neftegazovoy geologii [Methods of processing and interpretation of gravity observations in solving problems of Petroleum Geology]. Ekaterinburg: «UrO RAN» Publ. 2010. 187p.
- Geologorazvedochnye raboty v regionakh s vysokoy opoiskovannost'yu nedr [Exploration in areas of high subsurface Exploration property]. Ed. by R.S. Khisamov. Kazan: «FEN» Publ. 2010. 274p.
- Muslimov R.Kh. Progress of innovative technologies for the development of oil fields in modern conditions. *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil.Gas.Novations]. № 2. 2012. Pp.30-38. (In russian)
- Mukhametshin R.Z. *Geologicheskie osnovy effektivnogo osvoeniya i izvlecheniya trudnoizvlekaemykh zaspos nefi. Avtoref. Diss. dokt. geol.-min. nauk* [Geological basic principles for efficient development and extraction of difficult oil. Abstract Dr. geol. and min. sci. diss.]. Moscow: «IGIRGI» Publ. 2006. 52p.
- Mukhametshin R.Z. Do We Need Any Regulations for the Innovative Oil Field Development? *Neft'. Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2013. №2. Pp.70-86. (In russian)
- Mukhametshin R.Z., Bogatov V.I., Borovskiy M.Ya. Mobile geophysical methods in the final stage of exploration work. *Dokl. II Mezhd. konf. «Perspektivy razvitiya i osvoeniya toplivno-energeticheskoy bazy Severo-Zapadnogo ekonomicheskogo rayona Rossiyskoy Federatsii»* [Proc. II Int. Conf. «Prospects of the development and exploitation of the fuel and energy sector of Northwest Economic Region of Russian Federation»]. Sain Petersburg: «NIGRI» Publ. 2000. Pp.126-130. (In russian)
- Mukhametshin R.Z., Bogatov V.I., Borovskiy M.Ya. The first experience of the experimental gravimetric measurements in preparation for oil fields exploitation (for example, Chegodayaskoe oilfield, Tatarstan Republic). *Problemy i perspektivy primeneniya sovremennykh geofizicheskikh tekhnologiy dlya povysheniya effektivnosti resheniya zadach geologorazvedki i razrabotki mestorozhdeniy poleznykh iskopaemykh: Mater. Mezhd. nauchno-prakt. Konf.* [Problems and prospects of application of modern geophysical technologies to improve the efficiency of solving the exploration and development of mineral deposits: Proc. Int. Sci. and Pract. Conf.]. Ufa: «TAU» Publ. 2002. Pp.564-573. (In russian)
- Mukhametshin R.Z., Bogatov V.I., Volkov Yu.V., Luchnikov V.M. Using of large-scale gravity survey to optimize the oil deposits development systems in carbonate reservoirs. *Trudy nauchno-prakt. konf. «Noveyshie metody uvelicheniya nefteodachi plastov – teoriya i praktika ikh primeneniya»*[Proc. Sci. and Pract. Conf. «New methods of enhanced oil recovery – theory and practice of their application»]. Vol. 1. Kazan: «Art-dizayn» Publ. 2002. Pp.411-417. (In russian)
- Mukhametshin R.Z., Borovskiy M.Ya., Uspenskiy B.V. On the feasibility of high-precision gravity as related to additional exploration and development design of oil and natural bitumen. *Voprosy geologii i neftebitumonosnosti tsentral'nykh rayonov Volgo-Ural'skoy oblasti* [Questions of Geology and petroleum-bitumen fields of central regions of the Volga-Ural region]. Kazan: «KGU» Publ. 1992. Pp.43-57.

Инновационные технологии в разведке и разработке нефтегазовых месторождений на основе новой геологической парадигмы

*Non progredi est regredi**Не идти вперед, значит идти назад (пер. с лат.)*

Представлен ряд инновационных технологий освоения нефтегазовых месторождений в шадающем режиме (Improved Oil Recovery вместо Enhanced Oil Recovery), которые обеспечивают длительную «жизнь» месторождения и высокую нефтеотдачу. В настоящее время освоение нефтегазовых ресурсов ориентировано на быструю коммерческую окупаемость, поэтому применяются всевозможные технологии ускоренной интенсификации добычи нефтегазового сырья, приводящие к разрушению залежи нефти как живой системы в термодинамической связке порода-флюид. Обоснована новая нефтегеологическая парадигма.

Ключевые слова: геофлюидодинамика, новая парадигма, живая флюидодинамическая система, критический порог состояния, наноэффекты в коллекторе, лазерная технология.

Среди инновационных технологий разведки и разработки месторождений можно выделить геофлюидодинамические, сейсмо-геофизические, геомеханические, технологические, а также пока не реализованные идеи и проекты.

В настоящее время применяются сотни различных методов интенсификации притока нефти в скважинах, ориентированных на ускоренную выработку месторождений и скорейшее извлечение «легкой» нефти. В США широко используют закачку CO_2 в продуктивные пласты, но все равно остаются большие объемы «остаточной» нефти (в среднем 60-70% от первоначальных запасов нефти). Это проблема общемирового масштаба. Предлагаются принципиально новые подходы.

Геофлюидодинамические аспекты.

Критический порог возмущения

Любое скопление углеводородов (флюидонасыщенная система) является неустойчивым. Оно может быть равновесным и неравновесным в зависимости от различных флуктуаций и бифуркаций. Природные скопления углеводородов могут увеличиваться, либо уменьшаться и даже полностью разрушаться в относительно короткие геологические отрезки времени. По существу, это самоорганизующаяся система (Запивалов, 2003; Резников, 2008).

Необходимо различать два состояния залежи в земной коре: природное, до вмешательства человека, и природ-

но-техногенное, в процессе активной разведки и разработки. Активные техногенные воздействия являются сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является шадающим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие.

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

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. Автором установлено, что оптимальная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов и многих месторождений. Это видно на рисунке 1.

Главной особенностью любой живой системы является ее энергетический потенциал и работоспособность. Залежь нефти – это открытая геофлюидодинамическая система с переменной эксергией, непостоянными градиентами массо-энергопереноса, пороговые значения которых определяют граничные параметры системы на определенный момент времени (Запивалов, 2003).

Запасы нефти и газа могут восполняться и в процессе разработки нефтегазовых месторождений. Это возможно

Окончание статьи М.Я. Боровского «Внедрение геофизической технологии оптимизации систем разработки месторождений...»

Osnovy polevoy i promyslovoy geofiziki dlya geologov [Fundamentals of field and development geophysics for geologists]. Ed. by R.S. Khisamov. Kazan: «FEN» Publ. 2013. 359p.

Slepak Z.M. Gravirazvedka v neftyanoy geologii [Gravity survey in petroleum geology]. Kazan: «KGU» Publ. 2005. 224p.

Khisamov R.S., Fayzullin I.N. Geologo-geofizicheskoe doizuchenie neftnykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki [Geological and geophysical additional exploration of oil deposits in the late stage]. Kazan: «FEN» Publ. 2011. 228p.

Shvydkin E.K., Yakimov A.S., Vasserman V.A. Geofizicheskie i geokhimicheskie tekhnologii prognoza i otsenki neftenosnosti perspektivnykh ob'ektov [Geophysical and geochemical technologies

for forecasting and assessment of oil-bearing perspective objects]. Kazan: «Novoe znanie» Publ. 2008. 164p.

Yakimov A.S. Geologo-geofizicheskie metody dorazvedki neftnykh mestorozhdeniy [Geological and geophysical methods of oil fields additional exploration]. Kazan: «KGU» Publ. 2004. 128p.

Information about authors

Mikhail Ya. Borovskiy – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Honoured geologist of the Tatarstan Republic.

ООО «Geofizservis», 420029, Kazan, Zhurnalstov str., 7-69.

Tel: +7 (927) 672-49-86

в двух случаях. А) Идет постоянный (в том числе современный) процесс образования углеводородной массы, что было доказано на полигоне в Мексиканском заливе, месторождение Юджин Айленд. При этом возможна подпитка месторождения вновь образованными порциями углеводородов как внутри системы, так и за её пределами. Б) Применяется индивидуально-щадящая разработка и периодическая реабилитация, вследствие чего происходит сбалансированный обмен флюидами между матрицей (блоком) и фильтрационными каналами в пласте, а также соблюдается равновесие между горным и пластовым давлениями (Запивалов, 2003; Запивалов, Лобов, 2004).

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

Сейсмо-геологическая технология

Параметры флюидонасыщенной среды с дискретной структурой по своей физической природе являются функциями упругих модулей и текущего напряженного состояния, поэтому наиболее приемлемый метод оценки градиентного давления может быть основан на комплексном анализе сейсмических параметров и других геолого-геофизических данных (Писецкий, 2011).

Опыт применения ДФМ-технологий (ДФМ – динамико-флюидная модель) интерпретации сейсмических данных в различных бассейнах мира показал возможность достаточно уверенно прогнозировать области (очаги) максимального флюидонасыщения. Применение ДФМ-технологии показано на рисунке 2.

ДФМ-технология в полной мере может эффективно применяться на всех стадиях разведки и разработки месторождений нефти и газа, включая процесс мониторинга, и уже находит применение в различных регионах. Ее основная цель и результат – картирование продуктивных зон (очагов) с активными флюидными перетоками.

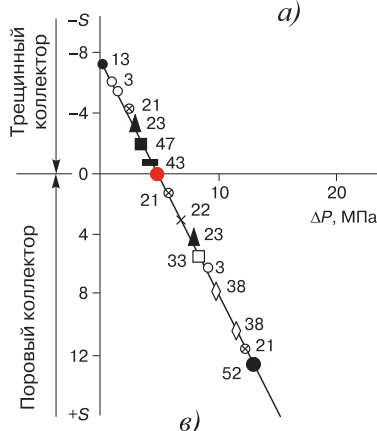
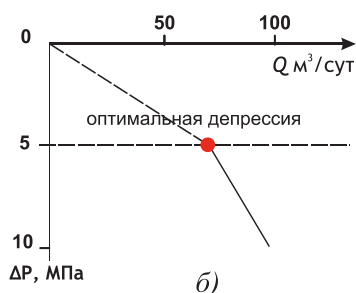
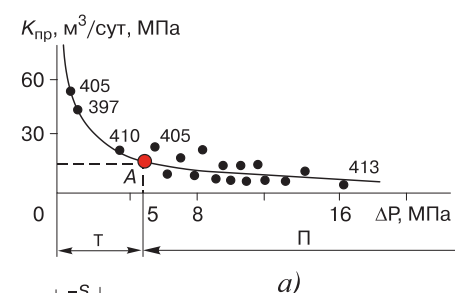


Рис. 1. а) Индикаторная диаграмма и зависимость коэффициента продуктивности от депрессии по скважинам (цифры). Месторождение Южное, Нижневартовский свод. Западная Сибирь. б) Индикаторная диаграмма по скв. 43 Барсуковского месторождения (Республика Беларусь). в) Характеристика флюидодинамических параметров карбонатных коллекторов порово-трещинного типа. Связь показателей скин-эффекта и депрессии по скважинам (цифры) месторождения Бештеняк (Киргизия) (Запивалов, 2012б).

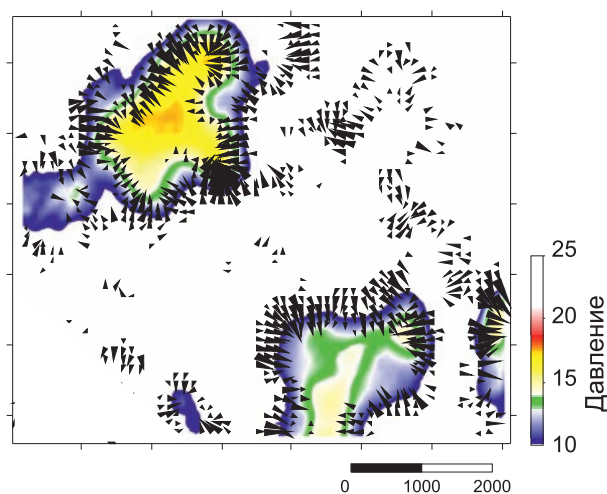


Рис. 2. Карта изменений флюидодинамических параметров (Zapivalov & Pisetski, 2012). Цветом растра показано изменение градиентов давления флюидов; стрелками показаны дифференцированные векторы флюидных потоков.

Геомеханическая технология. Метод направленной разгрузки пласта (георыхление)

Идея метода георыхления (Христианович и др., 2000; Карев, Коваленко, 2012) состоит в том, что за счет неравномерной направленной разгрузки породы от горного давления, осуществляемой путем понижения давления в скважине и выбора определенной конструкции забоя, в окрестности скважины создаются напряжения, приводящие к образованию в пласте множественных новых микро- и макротрещин. Эта система трещин играет роль новой сетки фильтрационных каналов с проницаемостью, значительно превышающую природную.

Важно отметить, что метод георыхления является способом воздействия на призабойную зону размером до десяти радиусов скважины. Этим объясняется высокая эффективность метода георыхления при освоении добывающих и ремонте нагнетательных скважин.

В 1954-1955 гг. С.А. Христианович разработал теорию и методологию гидравлического разрыва нефтяных пластов, который до настоящего времени остается одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти. А в 1990 г. С.А. Христианович предложил совершенно новый подход к вопросам деформации пород при постепенном понижении пластового давления.

Испытания образцов породы, проведенные в Институте проблем механики РАН на установке ИСТНН (испытательная система трехосного независимого нагружения), выявили еще одно явление, касающееся изменения проницаемости породы в окрестности скважины при увеличении депрессии на забое скважины. Оказалось, что депрессия в диапазоне 6-9 МПа приводит к уменьшению проницаемости породы. Особенно ярко это проявляется в высокоглинистых песчаниках. Очевидно, это связано с пластическим деформированием глин под действием возникающих в пласте касательных напряжений, приводящих к «закрытию» фильтрационных каналов. Это

подтверждает указанный выше геофлюидодинамический порог устойчивости – 5 МПа (Запивалов, 2012а).

Следствием такого ухудшения проницаемости породы в окрестности скважин является уменьшение их продуктивности. Кстати, факт значительного уменьшения дебита скважины при создании больших депрессий неоднократно наблюдался на практике, и у нефтяников даже появился соответствующий термин – «схлопывание пласта».

Метод направленной разгрузки пласта (НРП) по своему механизму – это гидроразрыв пласта, но наоборот.

Использование метода георыхления позволяет одновременно проводить освоение скважины и восстановление проницаемости пласта в призабойной зоне. При этом не требуются ни дополнительная техника, ни дополнительные спуско-подъемные операции. В результате существенно сокращаются затраты и время на освоение скважин при более высоком качестве работ.

Метод георыхления применим для любых глубин залегания пластов. Использование метода может дать большой экономический эффект на месторождениях с высокой себестоимостью бурения, освоения и эксплуатации скважин, например, на шельфе морей и океанов.

Можно полагать, что это щадящий и эффективный метод.

Скважинная технология горения (GasGun®)

Необходимость оптимизации методов воздействия на призабойную зону пласта привела к созданию эффективной технологии GasGun® с применением твердых пропеллентов. Эта технология разработана группой американских исследователей компании «The GasGun Inc.» под руководством Ричарда Шмидта (Schmidt, 2009). На рис. 3а показано сопоставление трех вариантов стимулирующего воздействия на нефтеносный пласт: взрыв, гидроразрыв и метод GasGun®. Экспериментальные и натурные исследования показали, что метод GasGun® является наиболее эффективным. На рис. 3б показан эффект образования трещиноватости в призабойной части продуктивного пласта. Главной особенностью технологии GasGun® является применение твердого пропеллента, который создает пульсационные струи газа в перфорированной колонне или даже в открытом стволе.

Использование твердых пропеллентов дает возможность в больших количествах получать газ с высоким давлением. Характеристики горения твердых пропеллентов могут варьироваться в широком диапазоне; правильный подбор интервалов горения позволяет получить в ограниченной зоне воздействия многочисленные радиально расположенные трещины, структура которых имеет много

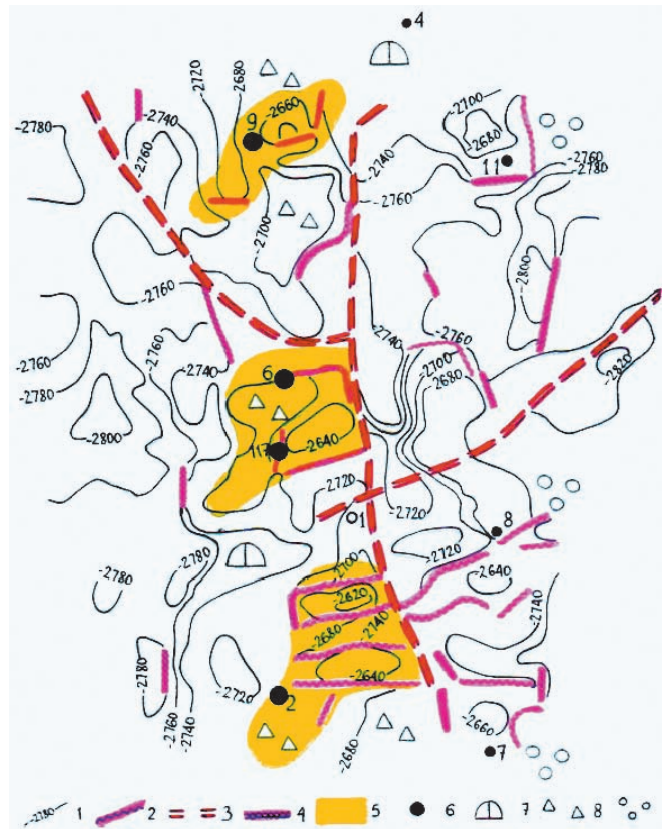


Рис. 4. Обзорная карта Малоичского месторождения (Новосибирская область) с учетом результатов трехмерной сейсморазведки. 1 – изогипсы поверхности палеозойских пород, м; 2 – субвертикальные выступы эрозионно-тектонических выступов; 3 – предполагаемые глубинные разломы; 4 – тектонические нарушения; 5 – очаги вторичной доломитизации; 6 – скважины, давшие приток нефти; литофауны: 7 – органогенных рифов; 8 – передового шлейфа; 9 – зарифовых лагуны.

очевидных преимуществ по сравнению с результатами применения традиционного метода гидроразрыва. За последние 10 лет метод GasGun® применялся более 4000 раз на территории США, Канады, Европы, Африки и Ближнего Востока, с различной глубиной скважин. Получены хорошие результаты в различных породах: песчаник, известняк, доломиты, сланцевая порода, уголь, кремнистый сланец, мел, мергель, диатомит.

По утверждению разработчиков, эта технология дает следующие преимущества по сравнению с гидроразрывом: сведение к минимуму образования вертикальных трещин за пределами продуктивного пласта; создание в пласте многочисленных кольцевых и радиальных трещин; возможность стимулировать отдельные зоны

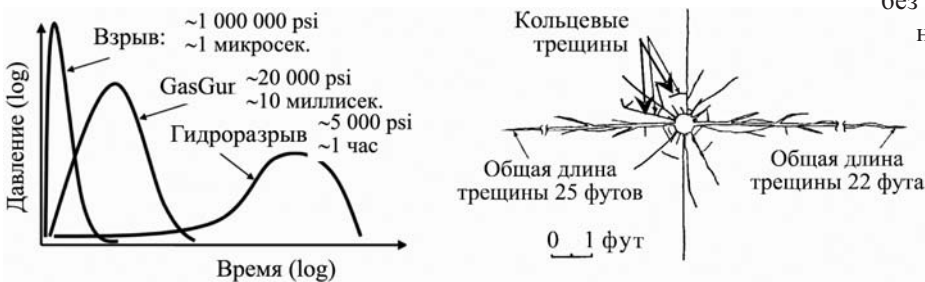


Рис. 3. а) Обобщенная зависимость давления от времени для трех различных методов стимуляции. б) Трещиноватость пласта в результате применения технологии GasGun® в подземном эксперименте.

без необходимости спускать пакеры; минимизация ущерба для продуктивного пласта от несовместимости флюидов; однородная проницаемость для нагнетательных скважин; минимизация оборудования, необходимого непосредственно на месте скважины; снижение затрат.

Безусловно, эту технологию надо опробовать в Западной Сибири в мезозойских терригенных пластах, а также в карбонатном палеозое.

Новые, пока не реализованные идеи и проекты

1. Метасоматическая доломитизация. Возможность применения нанотехнологий для формирования высокопродуктивных резервуаров (искусственный метасоматоз).

Нефть и газ содержатся в разнообразных природных резервуарах, в том числе в доломитах. Такие породы содержат 40% мировых запасов нефти. Доломитизация приводит к увеличению объема пор за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Увеличивается не только пористость, но и проницаемость.

Известно, что радиус иона кальция (Ca^{++}) равняется 0,099 нм, а у иона магния (Mg^{++}) он составляет 0,066 нм. В процессе замещения кальция магнием образуется дополнительное пустотное пространство (трещины, каверны и т.д.). Таким образом, природные наноразмерные метасоматические процессы способствуют образованию хороших и часто высокодебитных коллекторов, особенно в карбонатных породах фанерозоя.

Наиболее изученным является Малоичское месторождение (Новосибирская область), которое было открыто в 1974 году. Основной продуктивный горизонт залегает на глубинах 2794–2850 м, сложен карбонатными породами: известняками и доломитами. На этом месторождении четко обозначается очаговая доломитизация, что в конечном счете определяет продуктивность скважин. Такие очаги в западной и юго-западной части месторождения (скв. 9, 6, 117, 2) характеризуется активной вторичной доломитизацией по среднедевонскому рифу. Участки с высокопродуктивными скважинами четко приурочены к западной фациально-тектонической зоне (Рис. 4).

Следует отметить, что метасоматические очаги не имеют четкой стратиграфической привязки, их морфология обычно не может рассматриваться с позиции анализа складчатых форм и закона суперпозиции.

Можно инициировать ускоренный техногенный процесс метасоматической доломитизации и создавать (обновлять) высокопродуктивные очаги на месторождении. Фактически это позволит управлять процессом разработки месторождений и увеличить нефтеотдачу. Для этого требуется определить состав карбонатного материала и пластовой воды. Технология закачки в пласт магнийсодержащего флюида или гранулярного магния в размере наночастиц, вероятно, не представит особой трудности. В результате увеличится удельная поверхность пустотного пространства, активизируется переток флюидной массы из блочной матрицы в трещины и даже новообразование углеводородных масс. В значительной степени стимулируются перколяционные процессы, возрастут продуктивность скважин и текущий коэффициент нефтеизвлечения. В отдельных случаях процесс принудительной и ускоренной доломитизации (метасоматоза) можно сопровождать волновым и тепловым воздействием.

Успешное использование предлагаемой нанотехнологии может оказать существенное влияние на длительность разработки месторождений и конечную нефтеотдачу.

Промышленную отработку этой технологии предлагается осуществить в пределах природного полигона на Малоичском нефтяном месторождении (Новосибирская область), где установлена промышленная нефтеносность в доломитизированных известняках среднего девона за счет погребенных рифогенных массивов. В случае удачных экспериментов такая нанотехнология открывает путь к интенсивному освоению палеозоя Западной Сибири и древних карбонатных массивов Восточной Сибири. Это один из ключевых моментов, который может увеличить нефтегазовый потенциал Сибири, а также других регионов.

2. Лазерные технологии. В последнее время активно

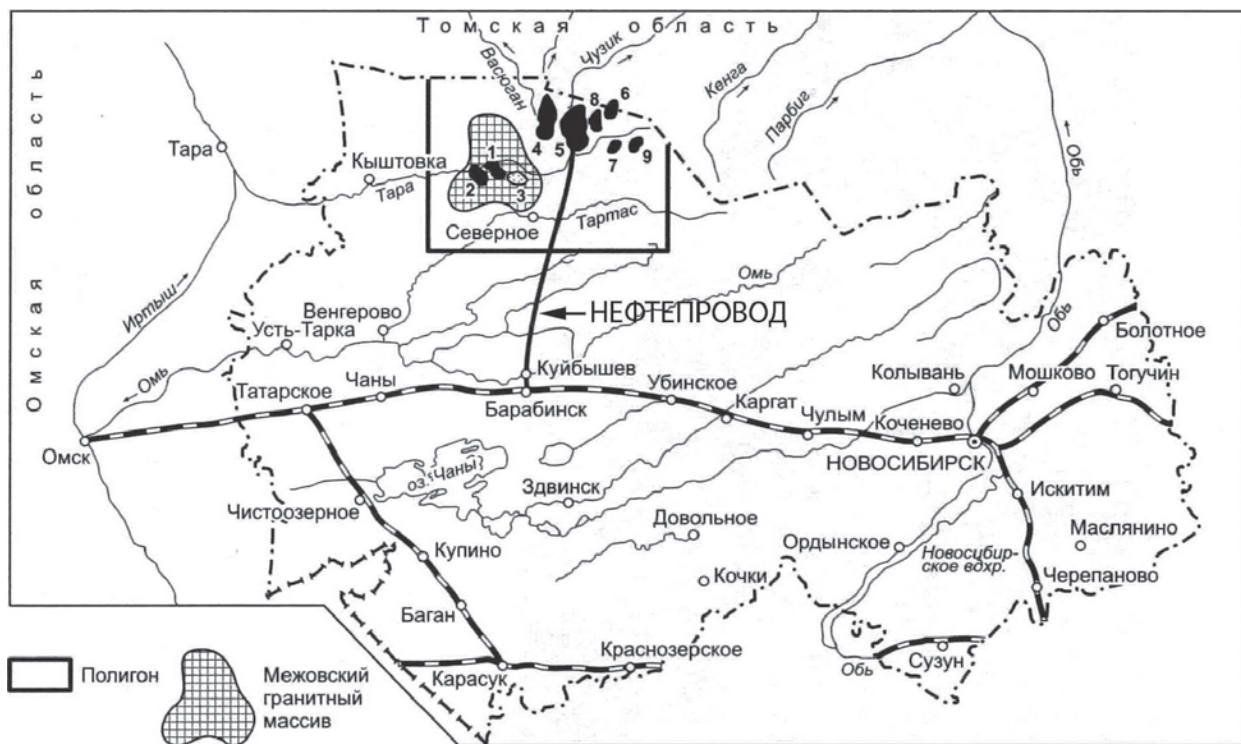


Рис. 5. Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области и Полигона. Месторождения: 1 – Межовское, 2 – Восточно Межовское; 3 – Веселовское (газовое); 4 – Малоичское; 5 – Верх Тарское; 6 – Ракутинское; 7 – Тай Дасское; 8 – Восточно Тарское; 9 – Восточное. В границы Полигона входят все лицензионные участки.

пропагандируется революционный технологический рывок в изучении недр, геологических исследованиях, добыче нефти и газа. Предполагается, что лазерная технология в перспективе позволит добывать почти всю нефть на месторождении и избежать загрязнения окружающей среды (В России научились добывать нефть с помощью лазера, 2013).

Директор научно-производственной фирмы «Берег» А. Ленецкий полагает, что данный метод является принципиально новым и не имеет мировых аналогов. Вместо бура предлагается использовать лазер, который не разрушает породу, а плавит ее и к тому же способен проходить через пласт под углом, а значит, и проникать в труднодоступные места. Это позволит восстановить старые месторождения, нефть из которых невозможно добыть прежними способами.

Американская стартап-компания ForoEnergy в 2012 г. также анонсировала лазерную технологию в нефтегазодобыче. Технология ForoEnergy состоит в быстром расстрескивании мощными лазерами поверхностей твердых пород. Представители Foro сообщают, что на испытаниях своей системы они смогли отправить лазерный пучок мощностью 20 кВт по оптоволокну на расстояние 1,5 км. Предполагается, что интенсивный удар лазера Foro разрушает твердую породу таким образом, что дальнейшее бурение механическим способом уже не вызовет проблем и может повысить эффективность буровых работ в 10 раз. В промышленных условиях технология будет опробована уже в 2014 г. Поддержку проекту оказывает Минэнерго США.

По сообщениям компании «Saudi Aramco» (Saudi Aramco Introduces Laser Perforation ..., theenergyinfo.com), в Центре перспективных исследований (EXPEC ARC) разработан новый метод перфорации с использованием лазерных технологий. Предполагается, что этот метод позволит компании впервые в мире применить в нефтяной промышленности лазерную перфорацию в пласте. Применение лазерной перфорации может облегчить гидроразрыв в необсаженных горизонтальных скважинах (направленное трещинообразование), что позволит резко повысить продуктивность скважин. Можно полагать, что лазерная технология будет обладать значительными преимуществами по сравнению с традиционными методами перфорации, поскольку не предполагает уплотнения породы. Специалисты «Saudi Aramco» уверены, что лазерная перфорация на скважине создаст фундамент для дальнейших исследований в нефтегазовой технологии, включая лазерное бурение.

Сибирская академическая наука имеет все условия для подобного рывка в нефтегазовых технологиях.

Выводы

1. Предлагается принципиально новая научно-технологическая парадигма освоения, сохранения и восполнения нефтегазовых ресурсов, учитывающая критический порог устойчивости системы с целью обеспечения флюидодинамического баланса (Запивалов, 2007). Это позволит сохранить на длительный период активные запасы нефти, восполнение которых возможно за счет новообразованных объемов углеводородной массы и щадящих методов увеличения нефтеотдачи, не нарушающих

состав, структуру и свойства продуктивных пластов.

2. Для успешного прогноза, эффективной разведки и длительного освоения нефтегазовых месторождений необходимо учитывать новейшую очаговую геодинамику земной коры, включая ее поведение в градиентных параметрах. Для этого надо использовать космические съемки в разных модификациях. Большой эффект можно получить от применения описанного в статье метода ДФМ (Рис. 2).

3. Оптимизация щадящих методов и технологий зависит от индивидуальных особенностей объекта.

4. В мировых научных центрах и крупных компаниях кипит лихорадочная работа по разработке и внедрению новых технологий в нефтяном производстве. Кто не успел, тот опоздал. Интересные идеи, как горячие пирожки, сразу идут в дело. Нефть и газ нужны всем, сейчас и надолго.

5. Россия должна иметь свои государственные и корпоративные научно-технологические полигоны, особенно в Сибири. Такой Полигон уже давно предлагается автором (Запивалов, 2010) в Северном районе Новосибирской области, где открыт ряд месторождений (Рис. 5). Этот район характеризуется самыми разнообразными геологическими условиями. Имеется мощная толща песчано-глинистых мезозойских пластов и карбонатный палеозой. Здесь же находятся погребенные граниты Межовского массива. Причем нефтегазоносность установлена во всех перечисленных породах. Это чрезвычайно интересный объект для натуральных исследований, апробации новых и тиражирования инновационных технологий в нефтегазовом производстве. Этот полигон может быть также многоцелевым научно-образовательным центром федерального и международного масштаба. Таких полигонов в России пока нет. Большое значение имеет близость крупнейших институтов Сибирского отделения РАН, Новосибирского и Томских государственных университетов, которые обладают огромным научным и кадровым потенциалом.

Making the next giant leap in Petroleum Geosciences!

Литература

- Saudi Aramco Introduces Laser Perforation in Petroleum Industry. Информационное агентство Theenergyinfo.com [Электронный ресурс]. URL: <http://theenergyinfo.com/ServiceDetails.aspx?ID=60>
- Schmidt R.A. Fracturing with solid propellants offers advantages over traditional stimulation. *DEW: Drilling and Exploration World*. India. 2009. P. 47-51.
- Запивалов Н.П., Pisetski V.B. New geo-fluid dynamics method for mapping active fluids in oil-and-gas saturated strata. *DEW: Drilling and Exploration World*. India. 2012. Vol. 21. No 10. P. 55-60.
- В России научились добывать нефть с помощью лазера. «Капитал». 11 декабря 2013 г. [Электронный ресурс]. URL: <http://kapital.kz/economic/24434/v-rossii-nauchilis-dobyvat-neft-s-pomocshyu-lazera.html>.
- Запивалов Н.П. Сколько жить нефтяному месторождению? *Георесурсы*. №1(43). 2012. С.2-5.
- Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения. *Известия Томского политехнического университета*. Томск: 2012б. Т.321. № 1. С. 206-211.
- Запивалов Н.П. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века. *Тр. XI между. симп. студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр»*. Томск. 2007. С. 264-266.
- Запивалов Н.П. Новосибирская нефть-2010 как зеркало российской «нефтянки». *ЭКО: всероссийский экономический журнал*. Новосибирск: Наука. 2010. №9. С. 31-49.
- Запивалов Н.П., Лобов В.И. Геофлюидодинамические методы управления напряженно-деформированным состоянием нефтенасыщенных резервуаров и продуктивностью скважин. *Тр. Между.*

конф. «Геодинамика и напряженное состояние недр земли» (2003). Новосибирск: Ин-т горного дела. 2004. С. 447-454.

Запивалов Н.П., Попов И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео. 2003. 198 с.

Карев В.И., Коваленко Ю.Ф. Управление напряженным состоянием – способ строительства идеальной скважины. *Нефть и газ Евразии*. 2012. №11. С. 16-19.

Писецкий В.Б. Прогноз флюидодинамических параметров бассейна по сейсмическим данным. Екатеринбург: УГГГА. 2011.

Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. Ростов-на-Дону: Изд-во «ЦВВР». 2008.

Христианович С.А., Коваленко Ю.Ф., Кулинич Ю.В., Карев В.И. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления. *Нефть и газ Евразии*. 2000. № 2. С. 90-94.

Сведения об авторах

Николай Петрович Запивалов – доктор геол.-мин.наук, главный научный сотрудник Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, профессор Новосибирского государственного университета и Национального исследовательского Томского политехнического университета, член Российской академии естественных наук, Заслуженный геолог России, Консультант Индийского университета нефти и энергетики.

630090, Новосибирск, Россия, ул. Правды, 5а-2.
Тел: (383) 333-28-95.

Innovative Technologies in Oil and Gas Fields Exploration and Development Based on the New Geological Paradigm

N.P. Zapivalov

*Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia
National Research Tomsk Polytechnic University
ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

Abstract. The paper presents a number of innovative technologies of oil and gas fields development in the partial load mode (Improved Oil Recovery instead of Enhanced Oil Recovery), which provides long-term field life and high oil recovery. Currently, oil and gas resources development is focused on commercial return; hence all sorts of oil and gas accelerated stimulation technologies are applied, leading to the destruction of oil reserves as a living system in thermodynamic rock-fluid bond. New oil geological paradigm is substantiated.

Keywords: geological fluid dynamics, new paradigm, live fluid dynamic system, critical condition threshold, reservoir nanoeffects, laser technology.

References

Saudi Aramco Introduces Laser Perforation in Petroleum Industry. *The Information source Theenergyinfo.com*. Available at: <http://theenergyinfo.com/ServiceDetails.aspx?ID=60>.

Schmidt R.A. Fracturing with solid propellants offers advantages over traditional stimulation. *DEW: Drilling and Exploration World*. India. October 2009. Pp.47-51.

Zapivalov N.P., Pisetski V.B. New geo-fluid dynamics method for mapping active fluids in oil-and-gas saturated strata. *DEW: Drilling and Exploration World*. India. 2012. Vol. 21. N 10. Pp.55-60.

V Rossii nauchilis' dobyvat' neft' s pomosch'yu lazera [In Russia one has learned to produce oil with a laser]. *Kapital [Capital]*. 11.12.2013. Available at: <http://kapital.kz/economic/24434/v-rossii-nauchilis-dobyvat-neft-s-pomoshchy-lazera.html>.

Zapivalov N.P. Dynamics of oilfield activity. *Georesursy [Georesources]*. №1(43). 2012. Pp.2-5.

Zapivalov N.P. Dinamika zhizni neftyanogo mestorozhdeniya [Dynamics of oilfield life]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta [Bulletin of the Tomsk Polytechnic University]*. Tomsk: 2012. V. 321. № 1. Pp.206-211.

Zapivalov N.P. [Petroleum Geology: Paradigms of the XXI century]. *Trudy XI mezhd. simpoziuma studentov i molodykh uchenykh «Problemy geologii i osvoeniya nedr» [Proc. XI Int. Symp. of students and young scientists «Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources»]*. Tomsk. 2007. Pp.264-266. (In russian)

Zapivalov N.P. Novosibirsk oil – 2010 as a mirror of the Russian petroleum industry. *Eko: vsrossiyskiy ekonomicheskij zhurnal*

[ECO: The All-Russian Economic Journal]. Novosibirsk. 2010. №9. Pp.31-49.

Zapivalov N.P., Lobov V.I. Geoflyuidodinamicheskie metody upravleniya napryazhenno-deformirovannym sostoyaniem neftenasychennykh rezervuarov i produktivnost'yu skvazhin [Geofluid dynamic control methods of the stress strain state of the oil-saturated reservoirs and wells productivity]. *Trudy Mezhd. konf. «Geodinamika i napryazhennoe sostoyanie neдр земли» (Novosibirsk, 2003) [Proc. Int. Conf. «Geodynamics and Stress State of the Earth's Interior»]*. Novosibirsk: «Institut gornogo dela» Publ. 2004. Pp.447-454.

Zapivalov N.P., Popov I.P. Flyuidodinamicheskie modeli zalezhey nefti i gaza [Fluid dynamic models of oil and gas reservoirs]. Novosibirsk: «Geo» Publ. 2003. 198p.

Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Stress control as a method for a perfect well construction. *Neft i gas Evraziya [Oil & Gas Eurasia]*. 2012. №11. Pp.16-19.

Pisetskiy V.B. Prognoz flyuidodinamicheskikh parametrov basseyna po seismicheskim dannym [Forecast of fluid dynamic parameters from seismic data]. Ekaterinburg: «UGGGA» Publ. 2011.

Reznikov A.N. Geosinergetika nefti i gaza [Geosinergetika of oil and gas]. Rostov on don: «TsVVR» Publ. 2008.

Khristianovich S.A., Kovalenko Yu.F., Kulinich Yu.V., Karev V.I. Improvement of productivity of oil wells using the geolooening method. *Neft i gas Evraziya [Oil & Gas Eurasia]*. 2000. № 2. Pp.90-94.

Information about authors

Nikolay P. Zapivalov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chairman of Novosibirsk Center of Russian Academy of Natural Sciences, Chief Scientist, Institute of Petroleum Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Professor of Novosibirsk State University, Honored Geologist of Russia, Consultant of University Petroleum & Energy Studies (India, Dehra-Dun). Has been a geologist, chief geologist and General Director of West Siberian oil exploration enterprises for many years. He is a discoverer of oil and gas fields. Professor N.P. Zapivalov is the author of book “India – way to big oil” (2005).

630090, Russia, Novosibirsk, Pravda str., 5a, 2.
Tel: +7(383) 333-28-95

Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений

При пересчете запасов и проектировании разработки длительно эксплуатируемых месторождений должно быть обязательным построение карт невязки прогнозных и фактических дебитов. Построение таких карт целесообразно дополнить вычислением «коэффициента геофизической обоснованности запасов», который представляет собой прежде всего количественную оценку качества интерпретации данных геофизических исследований скважин. Доказано, что предлагаемый коэффициент в достаточно малой степени подвержен влиянию таких факторов, как качество вскрытия пласта, отсутствие достоверной информации о пластовых и забойных давлениях, а так же к наличию больших случайных погрешностей в определении пористости и проницаемости.

Ключевые слова: Карты невязки прогнозных и фактических дебитов; геологические и фильтрационные модели; итерационная технология построения моделей; количественные критерии качества моделирования.

Анализ выработки запасов длительно эксплуатируемых месторождений показывает, что по многим из них, как в целом по месторождению, так и, в еще большей степени, по отдельным залежам или участкам, имеются существенные расхождения между утверждёнными коэффициентами извлечения нефти (КИН) и коэффициентами, прогнозируемыми на основе анализа характеристик вытеснения. Например, анализ выработки запасов одного из месторождений Нижневартовского района показал, что по четырем продуктивным пластам из десяти основных, утверждённый по ним КИН, будет превышен на 213 млн. т, хотя в целом по месторождению, при сохранении сложившихся условий разработки, накопленный отбор извлекаемых запасов будет на 250 млн.т меньше планового (Шпильман и др., 2013).

Очевидно, что для таких объектов любая гидродинамическая модель (ГДМ), основанная на утвержденных балансовых запасах, не может дать корректный прогноз дебитов нефти на сколько-нибудь длительный период и, следовательно, не может использоваться для прогноза эффективности планируемых геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Тем не менее, по публикациям известно, что и для них ГДМ «успешно» создаются и, с учетом существующих на сегодняшний день формальных критериев качества, адаптируются к данным разработки.

Также известно, что в практической деятельности по прогнозированию дебитов вновь вводимых скважин и планированию технологического эффекта от ГТМ геологи в значительно большей степени могут опираться лишь на собственный опыт, интуицию и простейшие методики геолого-промышленного анализа, чем на ГДМ, хоть и удовлетворяющих формальным критериям качества, но основанных на неправильных запасах.

Между прочим, во «Временном регламенте оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС» (утвержден 19.04.2012) пункт 3.6 гласит, что отклонение величины начальных геологических запасов УВС в ГДМ не должно превышать 5 (пять) относительных % по сравнению со значением, числящимся на государственном балансе. То есть, все прекрасно понимают

насколько важно обеспечить соответствие модельных запасов фактическим. Но, к сожалению, на каком бы высоком качественном уровне не составлялся проект, так никто пока и не может определить насколько запасы УВС, фактически находящиеся в недрах, отличаются от запасов, числящихся на государственном балансе.

Как было сказано в самом начале статьи, эти отклонения могут быть весьма значительными. В ряде публикаций (Муслимов, 2010; 2012), посвященным обоснованию инновационного подхода к проектированию разработки на примере нефтяных месторождений республики Татарстан, Р.Х. Муслимов приходит к более радикальным выводам:

– ни одно нефтяное месторождение РТ не подготовлено для составления качественной геолого-фильтрационной модели и инновационного проектирования;

– утвержденные комплексы геофизических, гидродинамических исследований скважин (ГИС, ГДИС) и методики их интерпретации не обеспечивают создания приближенных к реальным геолого-фильтрационным моделям и проектирования разработки месторождений.

Естественно, возникает вопрос: нельзя ли каким-либо образом использовать результаты геолого-промышленного анализа для уточнения геолого-петрофизических моделей на основе совместной обработки геолого-геофизических и промысловых данных?

Один из давно известных подходов к решению этой задачи заключается в построении карт невязки прогнозных и фактических дебитов. Анализ таких карт является достаточно эффективным инструментом для выявления наиболее грубых ошибок допущенных при интерпретации ГИС, как случайных, обусловленных, например, низким качеством каротажа в отдельных скважинах, так и системных, обусловленных несовершенством методики интерпретации и имеющих, как правило, площадное распространение. К сожалению, существующими правилами представления запасов на ГКЗ не предусмотрено обязательное составление и анализ карт невязки прогнозных и фактических дебитов. Кроме того, отсутствует единая методика составления карт невязки и методики определения такого количественного критерия, который бы позволял объективно судить о том, какую невязку можно считать допустимой, а какую нет.

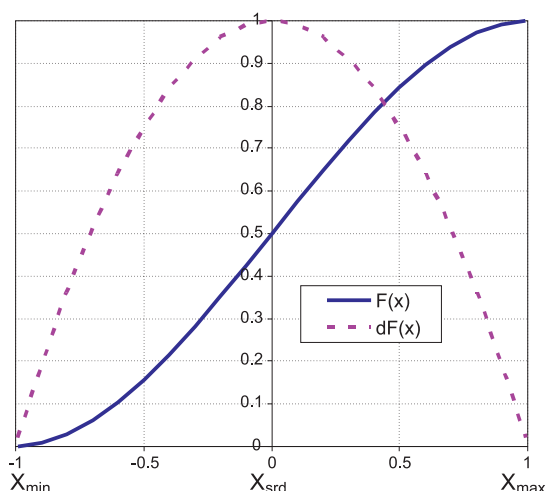


Рис.1. График модельной функции распределения и её плотности вероятности.

Суть нашего предложения заключается в том, что необходимо сделать построение карт невязки прогнозных и фактических дебитов обязательным при пересчете запасов длительно разрабатываемых месторождений, а также дополнить построение карт невязки вычислением «коэффициента геофизической обоснованности запасов», представляющего собой количественную оценку качества результатов интерпретации ГИС (РИГИС) и вычисляемый на основе сравнения прогнозных и фактических дебитов скважин.

Этот коэффициент (обозначим его $K_{кач}$) мы определяем как отношение среднеквадратичной погрешности прогноза дебита скважин с учетом данных интерпретации ГИС к среднеквадратичной погрешности прогноза дебита тех же скважин по статистическому методу (т.е. через средний дебит соседних эксплуатируемых скважин, как это обычно делают на практике). Важно, что использование отношения среднеквадратичных погрешностей вместо абсолютных значений погрешностей в конкретных скважинах позволяет исключить влияние на $K_{кач}$ качества вскрытия пласта, которое в равной степени увеличивает погрешность прогноза для обоих случаев. Кроме того, с помощью статистического моделирования можно для каждого конкретного месторождения достаточно точно

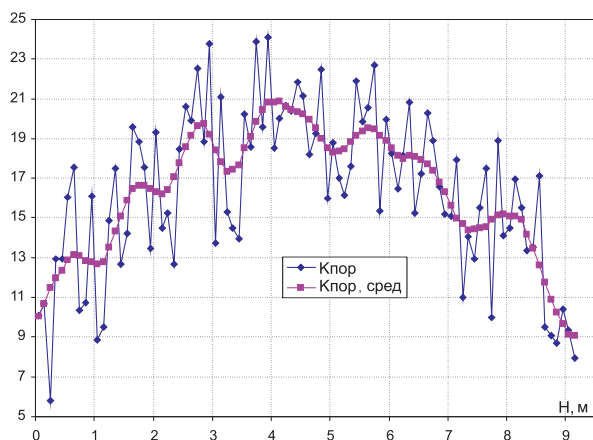


Рис. 2. Характерный график изменения локальной пористости от кровли пласта вдоль ствола модельной скважины. $K_{пор.сред}$ – средневзвешенная пористость, которую «видит» геофизика. Радиус осреднения определяется конструкцией аппаратуры.

подсчитать какое значение коэффициента $K_{кач}$ можно считать приемлемым, а какое нет.

В данной статье мы коротко рассмотрим методику и результаты статистического моделирования на примере условного месторождения №1. Главное отличие условного месторождения от настоящего заключается в том, что вместо фактических функций распределения случайных величин, характеризующих залежь (по сути, эти функции должны быть получены на основе обработки фактических данных), мы воспользуемся модельными функциями распределения, полученными на основе экспертной оценки. Например, в качестве модельной функции распределения для всех задействованных в модели случайных величин (кроме проницаемости) используем функцию:

$$F(x) = (x_1(3-x_1^2)+2)/4, \text{ где } x_1 = 2(x - (x_{max} + x_{min})/2)/(x_{max} - x_{min}), \quad (1)$$

график которой показан на рис 1. Таким образом модельная функция распределения полностью определяется заданием диапазона изменения значений случайной величины.

А для вычисления проницаемости используем формулу: $K_{пр} = e^y$, где y – случайная величина, поведение которой описывается также функцией распределения (1).

Основные параметры месторождения №1:

- число скважин: 80;
- мощность пласта: от 2 до 10 метров (в среднем 6 м);
- тренд пористости $K_{пор.тренд}$ в каждой скважине изменяется по параболическому закону от 10% в кровле и подошве пласта до максимального значения в $18\% \pm 2\%$ на половине мощности пласта; локальное значение пористости, характеризующее интервал разреза мощностью 10 см, изменяется случайным образом в диапазоне от $K_{пор.тренд} - 6$ до $K_{пор.тренд} + 6$. Характерный график распределение пористости вдоль ствола скважины показан на рис. 2. Характерная итоговая гистограмма распределения пористости по всем скважинам показана на рис. 3;
- локальное значение проницаемости также задается с шагом 10 см по разрезу. Вид статистической зависимости проницаемости от пористости приведен на рис. 4;
- геофизические методы, используемые для определения пористости по данным ГИС, характеризуются эффективным радиусом исследования ± 0.5 м вдоль ствола скважины с весовой функцией параболического вида (аналогично показанной на рис. 1). То есть локальное значение пористости, определяемое в результате интерпрета-

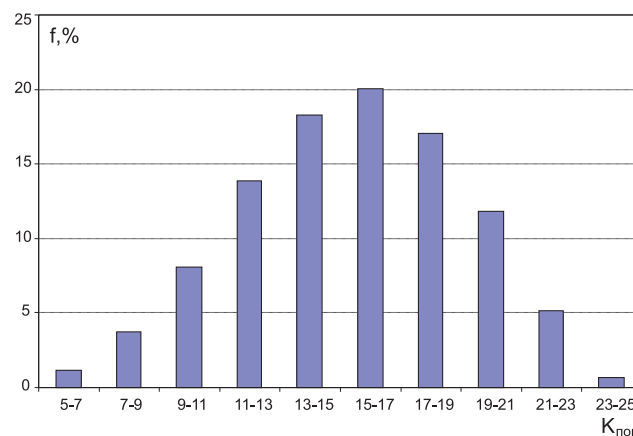


Рис. 3. Характерная итоговая гистограмма распределения пористости по всем скважинам модельного месторождения.

ции ГИС, представляет собой средневзвешенное значение ($K_{пор,сред}$, рис. 2) фактической пористости в эффективном радиусе исследования с добавлением к нему случайной и систематической погрешности интерпретации. Величины случайной и систематической погрешностей интерпретации варьируются в процессе статистического моделирования с целью оценки их влияния на итоговый «коэффициент геофизической обоснованности»;

– значение проницаемости по данным геофизики определяется через пористость по формуле, приведенной на рис. 4;

– средняя депрессия на скважинах составляет 80 атм. Максимальное возможное отклонение фактической депрессии от средней варьируется в процессе статистического моделирования в диапазоне от ± 4 атм до ± 75 атм с целью оценки влияния точности определения депрессии на «коэффициент геофизической обоснованности»;

– средний скин-фактор на скважинах составляет 1. Максимальное возможное отклонение фактического скина от среднего значения варьируется в процессе статистического моделирования в диапазоне от ± 0.5 до ± 5 с целью оценки влияния точности определения скина на «коэффициент геофизической обоснованности».

Статистическое моделирование проводится методом Монте-Карло. При этом в соответствии с установленными выше статистическими распределениями генерируется 200 случайных моделей условного месторождения №1. Далее для каждой скважины рассчитывается дебит по формуле Дюпюи с учетом известных фактических значений проницаемости и заданных значений депрессии и скин-фактора. Также для каждой скважины рассчитывается прогнозный дебит по ГИС с учетом значений проницаемости, полученных в результате интерпретации ГИС, и фиксированных значениях депрессии и скин-фактора. При этом использованные фиксированные значения депрессии и скин-фактора, подбираются так, чтобы улучшить сходимость «фактических» и прогнозных дебитов, и, соответственно, могут отклоняться от известных средних значений.

Далее для каждой из 200 моделей месторождения вычисляется:

- средний дебит по месторождению ($Q_{сред}$);
- среднее квадратичное отклонение дебита от его среднего значения, то есть погрешность прогноза дебита по «статистическому» методу ($D_{стат}$);
- среднее квадратичное отклонение дебита от прогнозного дебита по ГИС, то есть погрешность прогноза дебита по ГИС ($D_{ГИС}$);
- вычисляется «коэффициент геофизической обоснованности» $K_{кач} = D_{ГИС} / D_{стат}$.

Вычисляется функция распределения $F(K_{кач})$. По известной функции распределения определяются медиана $K_{кач,мед}$ ($0.5 = F(K_{кач,мед})$), нижняя и верхняя границы доверительной области изменения $K_{кач}$ при уровне значимости 0.95 – $K_{кач,мин0.95}$ ($0.025 = F(K_{кач,мин0.95})$) и $K_{кач,мах0.95}$ ($0.975 = F(K_{кач,мах0.95})$). Строится график зависимости $F(K_{кач})$ в диапазоне $K_{кач} \in [K_{кач,мин0.95}, K_{кач,мах0.95}]$ (Рис.5).

Для контроля точности вычисления функции распределения на рис. 5 приведены 4 варианта

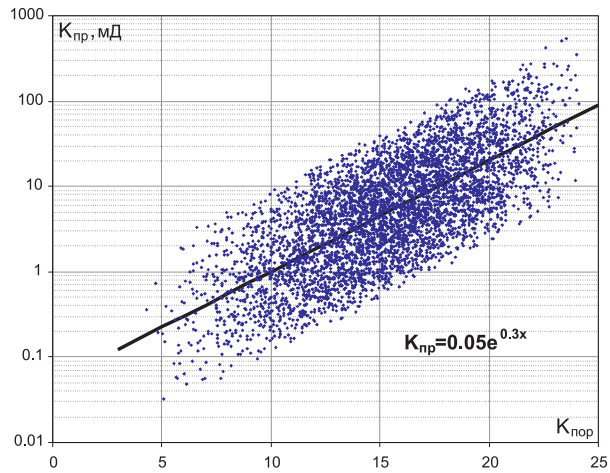


Рис. 4. Статистическая зависимость проницаемости от пористости, построенная на основе фактических значений локальной пористости и проницаемости модельного месторождения. Жирная линия и формула показывают тренд зависимости проницаемости от пористости, использованный при генерации исходных данных и для расчета проницаемости по данным ГИС.

функции распределения $F(K_{кач})$, рассчитанные при различных реализациях генератора случайных чисел и одинаковых остальных параметрах модели. Для вычисления каждого варианта использовано 200 случайных реализаций модели месторождения №1. Видно, что медианные

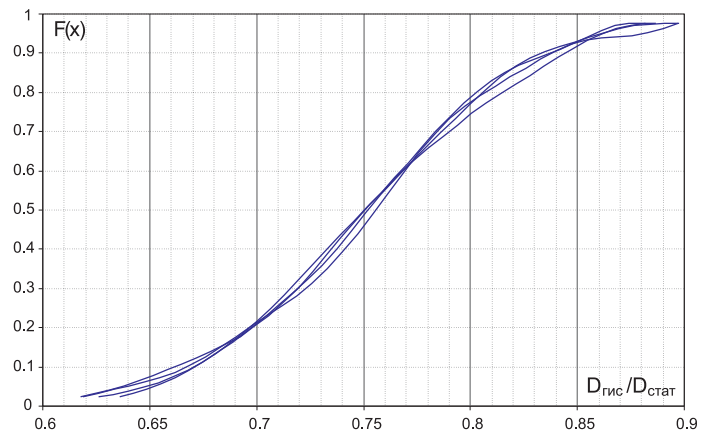


Рис. 5. Четыре варианта функции распределения $K_{кач}$, рассчитанные при различных реализациях генератора случайных чисел и одинаковых остальных параметрах модели.

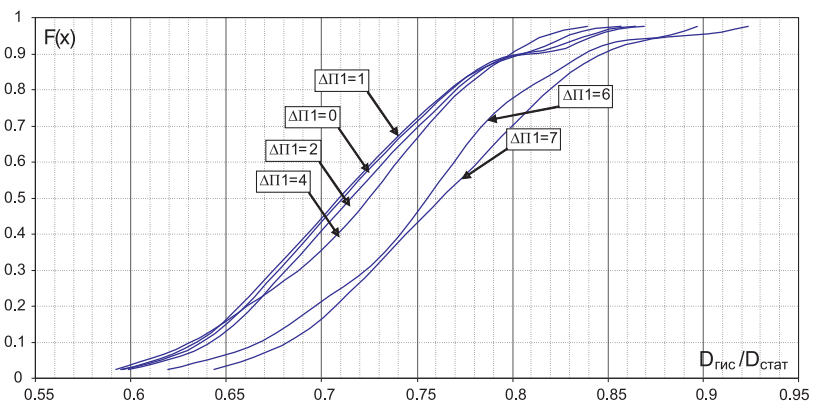


Рис. 6. Зависимость функции распределения $F(K_{кач})$ от величины случайной погрешности определения пористости по данным ГИС ($\Delta P1=0, \pm 1, \pm 2, \pm 4, \pm 6, \pm 7$) при $\Delta S = \pm 4$, $\Delta P = \pm 40$ атм, $\Delta P2 = 0$.

значения различных вариантов функции распределения отличаются не более, чем на 0.01, а границы доверительной области – не более, чем на 0.02. Такая точность вполне достаточна для анализа зависимости $K_{\text{кач}}$ от влияющих факторов.

В данном случае, нам необходимо проанализировать каким образом на распределение $K_{\text{кач}}$ влияют следующие факторы:

- диапазон случайных отклонений скин-фактора (ΔS) в отдельных скважинах от его среднего значения;
- диапазон случайных отклонений депрессии (ΔP) в отдельных скважинах от её среднего значения;
- величина случайной погрешности определения пористости по данным ГИС ($\Delta P1$);
- величина систематической погрешности определения пористости по данным ГИС ($\Delta P2$).

Как видно из рис.6, величина случайной погрешности определения пористости по данным ГИС ($\Delta P2$) на удивление мало влияет на величину коэффициента геофизической обоснованности. При задании погрешности в диапазоне от 0 до 4 медианное значение $K_{\text{кач}}$ меняется в диапазоне от 0.71 до 0.73. Существенные отличия появляются только при $\Delta P1$ в диапазоне от 6 до 7, но вряд ли такие погрешности могут реализовываться на практике. Отметим, что слабое влияние фактора $\Delta P1$, несомненно, обус-

ловлено, тем что оно маскируется большими неопределенностями в определении депрессии и скин-фактора, которым в данном случае были заданы следующие значения: $\Delta S = \pm 4$, $\Delta P = \pm 40$ атм.

На рис. 7 видно, что функции распределения $F(K_{\text{кач}})$ достаточно сильно зависят от диапазона случайных отклонений депрессии (ΔP). Однако при любых значениях ΔP величина $K_{\text{кач,мед}}$ не превышает 0.77, а верхняя граница доверительной области $K_{\text{кач,max0.95}} = 0.93$.

На рис. 8 (первая группа графиков) видно, что функции распределения $F(K_{\text{кач}})$ также достаточно сильно зависят от диапазона случайных отклонений скин-фактора (ΔS). Однако при любых значениях ΔP величина $K_{\text{кач,мед}}$ не превышает 0.82, а верхняя граница доверительной области $K_{\text{кач,max0.95}} = 0.94$.

Таким образом, проведенный анализ показал, что при отсутствии систематической погрешности определения пористости по ГИС ни один из рассмотренных выше факторов в разумном диапазоне их изменения не позволяет получить верхнюю границу доверительной области $K_{\text{кач,max0.95}}$ больше, чем 0.95, а медианное значение $K_{\text{кач,мед}}$ – больше, чем 0.85.

Из этого мы делаем вывод о том, что получение коэффициента геофизической обоснованности больше, чем 0.85 с большой вероятностью свидетельствует о наличии систематических ошибок в определении пористости по данным ГИС. Вторая серия графиков на рис. 8 служит тому наглядной иллюстрацией. Видно, что при наличии систематической ошибки определения пористости $K_{\text{кач}}$ начинает быстро расти и даже может стать больше единицы. «Единица» в данном случае представляет психологически значимую границу, так как в этом случае для подавляющего большинства специалистов, занимающихся анализом разработки месторождений, даже и без проведения сложного статистического анализа становится ясно, что с геофизикой у этого месторождения что-то не так.

Таким образом, на основе статистического анализа доказано сделанное в начале статьи заявление о том, что предлагаемый к использованию коэффициент геофизической обоснованности запасов в достаточно малой степени подвержен влиянию такого фактора, как качество вскрытия пласта, и некоторых других факторов, среди которых: отсутствие достоверной информации о пластовых и забойных давлениях, большая случайная погрешность при определении проницаемости на основе корреляционной зависимости «пористость-проницаемость», а также случайной погрешности определения пористости по ГИС (в отличие от систематической погрешности).

Тем не менее некоторые специальные приемы, основанные на анализе не мгновенных дебитов, а всей истории разработки месторождения, позволяют в еще большей степени ослабить влияние отмеченных выше негативных факторов. С учетом этих дополнительных приемов нами была разработана оперативная методика

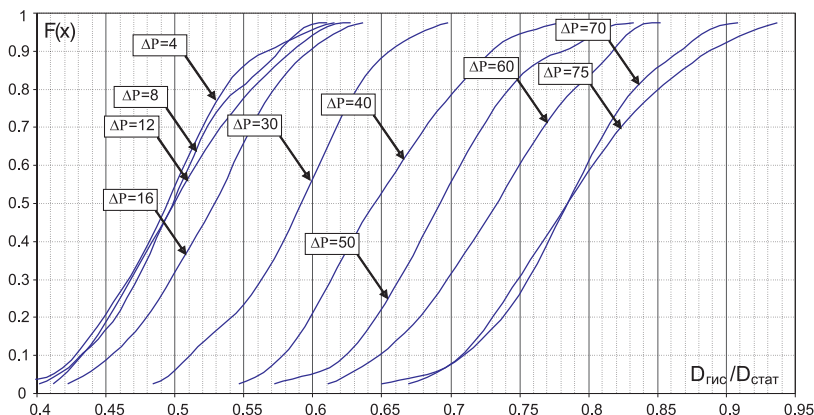


Рис. 7. Зависимость функции распределения $F(K_{\text{кач}})$ от диапазона случайных отклонений депрессии (ΔP) при $\Delta S = \pm 0.5$, $\Delta P1 = 3$, $\Delta P2 = 0$.

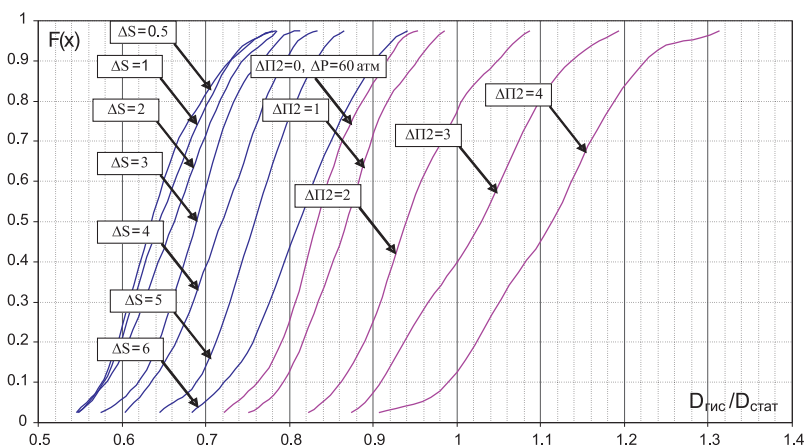


Рис. 8. Зависимость функции распределения $F(K_{\text{кач}})$ от диапазона случайных отклонений скин-фактора (ΔS) при $\Delta P = \pm 40$ атм, $\Delta P1 = 3$, $\Delta P2 = 0$ (первая группа графиков); от величины систематической погрешности определения пористости по данным ГИС ($\Delta P2 = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 4$) при $\Delta P = \pm 40$ атм, $\Delta S = \pm 6$, $\Delta P1 = 3$ (вторая группа графиков).

расчета данного коэффициента, позволяющая количественно оценивать максимально допустимую величину невязки прогнозных и фактических дебитов и на основе этого ранжировать объекты разработки по качеству геофизической обоснованности запасов. В ходе разработки методики опытным путем была определена оптимальная продолжительность периода, в пределах которого считается средний дебит скважины. Также разработаны способы введения поправок для учета влияния на дебит скважины проводившихся ГТМ (прежде всего, имеется в виду ГРП, который может кратно изменять дебит скважины) и коэффициента обводненности продукции.

С учетом результатов ранжирования, могут быть запланированы работы по созданию уточненных геолого-петрофизических моделей на основе использования нестандартных (более трудоемких, но, вместе с тем, более точных) методик интерпретации ГИС, а также научно обоснованы минимально необходимые объемы проведения дополнительных исследований керна, использования расширенного комплекса ГИС и пр., как это показано на схеме (Рис. 9).

В данном случае, в качестве граничного значения коэффициента геофизической обоснованности запасов принято значение 0.85: если рассчитанное значение коэффициента меньше, чем 0.85 – месторождение подготовлено к проектированию и можно приступать к построению цифровых геологической и фильтрационной моделей. Если нет, то необходимо делать переинтерпретацию ГИС (итерация 1).

Ранее мы уже писали о некорректности некоторых стандартных методик, используемых при интерпретации ГИС (Дулкарнаев, Михайлов, 2011; Михайлов, Волков, 2010). Наш опыт работы показывает, что устранение этих некорректностей совместно с использованием ряда новых (нестандартных) методик интерпретации ГИС, разработанных в ООО «ЦСМРнефть» и ООО «КНТЦ «Недра», основанных на более углубленном анализе уже имеющихся геолого-геофизических данных (без проведения дополнительных дорогостоящих исследований), позволяет улучшить коэффициент геофизической обоснованности запасов на 25–40%.

Если же и это не помогает, то необходимо проведение дополнительных исследований, направленных на повышение качества модели (итерация 2). Тем самым необходимость проведе-

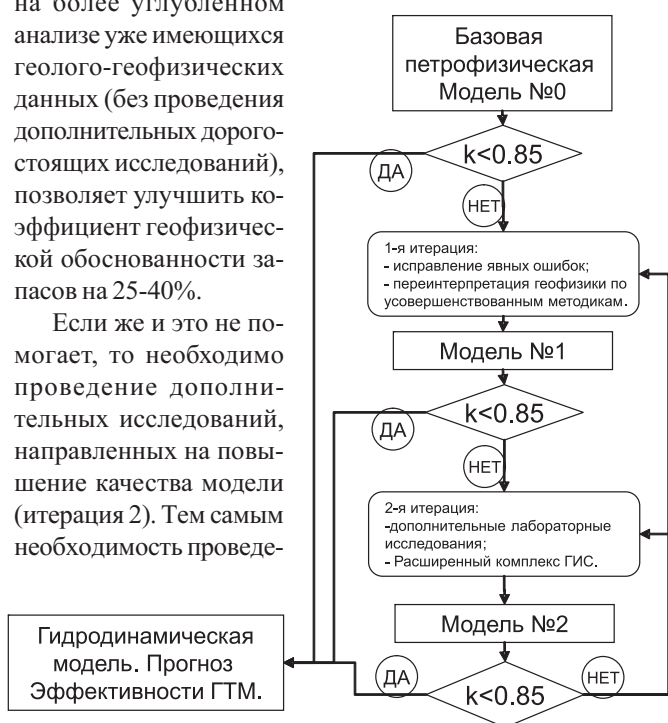


Рис.9. Схема управления качеством геолого-петрофизического моделирования.

ния дополнительных, порой весьма дорогостоящих, исследований ставится в зависимость от качества существующей модели, что позволяет гармонизировать отношения государства и недропользователя.

Данная методика была опробована на 9 объектах разработки Когалымского региона. При этом было установлено, что по всем рассмотренным объектам разработки оценка качества первоначальных петрофизических моделей (взятых из отчетов по подсчету запасов) оказалась больше единицы! По некоторым из них нами была проведена переинтерпретация ГИС (Иванов и др., 2011; Михайлов и др., 2011; Волостнов и др., 2012). После исправления явных ошибок и использования более совершенных методик переинтерпретации ГИС (после нескольких внутренних итераций в рамках «превой итерации» по схеме на рис. 9) удалось получить коэффициент геофизической обоснованности меньше единицы (в диапазоне 0.8–0.9). При этом были выявлены ограничения и даже некорректность некоторых традиционно применяемых методик интерпретации, даны рекомендации как их избежать.

Здесь надо особо подчеркнуть, что качество обоснования начальных геологических запасов (имеется в виду объемное распределение плотности запасов) во всех рассмотренных случаях первоначально так же не соответствовало требованиям введенного в рассмотрение критерия.

Выводы

Разработана методика оперативной оценки коэффициента геофизической обоснованности запасов, которая рекомендуется к использованию как инструмент управления качеством геолого-петрофизических моделей, закладываемых в основу последующего создания цифровых моделей для подсчета-пересчета запасов и проектирования-перепроектирования разработки.

Данная методика может служить основой для классификации балансовых запасов нефти по коэффициенту геофизической обоснованности, которую целесообразно проводить как на государственном уровне (с целью контроля за рациональным использованием недр) так и на уровне отдельно взятого недропользователя. Внедрение предлагаемой методики позволит:

- выявить первоочередные месторождения, по которым необходимо уточнить действующие геолого-петрофизические модели;
- повысить общее качество вновь создаваемых геолого-петрофизических моделей по объектам разработки;
- избежать непроизводительных затрат на создание геологических и адаптацию гидродинамических моделей на основе РИГИС заведомо низкого качества;
- оптимизировать затраты на геологическое доизучение длительно разрабатываемых и изучение вновь вводимых в разработку месторождений;
- сформировать объективно необходимую основу (программу действий) для гармонизации экономических интересов государства и недропользователя.

Литература

Волостнов В.А., Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Особенности построения геолого-гидродинамических моделей стандартным методом и по итерационной технологии с целью уточнения распределения остаточных запасов и планирования гео-

лого-технологических мероприятий. *Сб. докладов XV-й окружной научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»* (2011). Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис». 2012. Т.2. С.68-77.

Дулкарнаев М.Р., Михайлов В.Н. О корректности используемых методик интерпретации петрофизических данных. *Нефть, газ, новации*. 2011. №3. С.25-29.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Осерская Ю.А., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Инновационный подход к оценке площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Сб. докладов XIII-й окружной научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»* (2010). Ханты-Мансийск: Изд. Дом «ИздатНаукаСервис». 2011. Т.1. С.370-381.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А. О корректности используемых методик интерпретации петрофизических данных. *Тр. Межд. научно-практ. конф. «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань: Изд-во «ФЭН». 2010. С.249-255.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для

оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*. 2011. №3(39). С. 43-48.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. Казань: Изд-во «ФЭН». 2012. 664 с.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов. *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 1. С.12-16.

Шпильман А.В., Толстолыткин И.П. Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-Югры. *Георесурсы*. 2013. № 4(54). С.23-28.

Сведения об авторах

Юрий Андреевич Волков – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан, заслуженный нефтяник РТ.

420061, Россия, Казань, Н.Ершова, 55-20. Тел: (987) 290-26-47

Вячеслав Николаевич Михайлов – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «КНТЦ»Недра», зам. директора ООО «ЦСМРнефть» по геологии и разработке.

420061, Казань, ул. Зинина, 1-26. Тел: (917) 289-97-15

Quantitative Criteria for Quality Management of Long-term Developed Fields Models

Yu.A. Volkov¹, V.N. Mikhaylov^{1,2}

¹ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, yua@csmr.ru

²ООО «КНТЦ» «Недра», ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, MihaylovVN@mail.ru

Abstract. When converting reserves and engineering of long-term developed fields, closure maps construction of forecasting and actual production rate should be required. Construction of such maps should be supplemented by calculating "coefficient of geophysical reserves justification", which is primarily a quantitative assessment of well logging data interpretation quality. It is proved that proposed coefficient in sufficiently small extent is subjected to factors such as quality of the reservoir completion, absence of reliable information on formation and bottom hole pressure, as well as to the presence of large random errors in determination of porosity and permeability.

Keywords: closure maps of forecasting and actual production rates; geological and filtration models; iterative technology for constructing models; quantitative criteria for quality modeling.

References

Volostnov V.A., Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Features of construction of geological and hydrodynamic models using standard method and iterative techniques to clarify the distribution of remaining reserves and planning of geological and technological activities. *Sbornik докладov XV nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* (Khanty-Mansiysk, 2011) [XV Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2012. V.2. Pp.68-77. (In Russian)

Dulkarnaev M.R., Mikhaylov V.N. O korrektnosti ispol'zuemykh metodik interpretatsii petrofizicheskikh dannykh [Correctness of the petrophysical data interpretation method]. *Neft'. gaz. novatsii* [Oil. Gas. Novations]. 2011. №3. Pp.25-29.

Ivanov S.A., Skachek K.G., Oserskaya Yu.A., Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A. An innovative approach to assessing the areal distribution

of remaining reserves of long exploited oilfields. *Sbornik докладov XIII nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* (Khanty-Mansiysk, 2010) [XIII Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2011. V.1. Pp.370-381. (In Russian)

Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A. Correctness of the petrophysical data interpretation method. *Trudy Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Innovatsii i tekhnologii v razvedke, dobyche i pererabotke nefiti i gaza»* [Proc. Int. Sci.-Pract. Conf. «Innovation and technology in the exploration, extraction and processing of oil and gas»]. Kazan: «Fen» Publ. 2010. Pp.249-255. (In Russian)

Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Iterative technique of geological hydrodynamic modeling for the estimation of residual oil reserves distribution and planning of geological and technological works. *Georesursy* [Georesources]. 2011. № 3(39). Pp.43-48. (In Russian)

Muslimov R.Kh. Nefteotdacha: proshloe, nastoyashee, budushee [Oil recovery: past, present and future]. Kazan: «Fen» Publ. 2012. 664p.

Muslimov R.Kh. On the standard of an oil fields development innovative design with the purpose of increase recoverable reserves. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2010. № 1. Pp.12-16. (In Russian)

Shpilman A.V., Tolstolytkin I.P. Ways of implementation of oil production potential of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra. *Georesursy* [Georesources]. № 4(54). 2013. Pp.23-28. (In Russian)

Information about authors

Yuriy A. Volkov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «TsSMRneft», Honored petroleum expert of the Tatarstan Republic 420061, Ershova str., 55-20, Kazan, Russia. Tel: +7(987)290-26-47

Vyacheslav Nikolaevich Mikhaylov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «КНТЦ» «Недра», Deputy Director for Geology of the ООО «TsSMRneft».

420061, Russia, Kazan, Zinina str., 1-26. Tel: +7(917) 289-97-15

Структура пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов и ее связь с составом нефтей

Рассматриваются структуры пустотного пространства карбонатных пород. Выделяют поры, каверны селективного выщелачивания, каверны неселективного выщелачивания, трещинки растворения, трещины тектонической разгрузки. Они имеют определенное пространственное положение в нефтяных залежах. Обнаруживается определенная связь выделенных структур пустотного пространства с составом вмещающей нефти, а также с соотношением во флюиде воды и нефти, что следует учитывать при оптимизации разработки нефтяных залежей.

Ключевые слова: карбонат, коллектор, структура пустотного пространства, каверна, трещина, нефть.

Во многих работах (Смехов, Дорофеева, 1987; Кузнецов, 1992; Багринцева, 1999; Lucia, 1999; Einsele, 2000; Атлас структурных ..., 2005; Карбонатные породы ..., 2005 и др.) достаточно подробно приведена типизация структур пустотного пространства карбонатных пород. Среди них выделяют поры, каверны, трещины. Однако в подавляющем большинстве работ указываются лишь морфологические признаки различных пустот, и не всегда убедительно доказывается их пространственная распространенность. Тогда как понимание природы тех или иных типов пустот, развитых в известняках, позволит прогнозировать их развитие в определенных участках разрезов и выявить факторы их формирования.

Хорошо известно, что в карбонатных породах-коллекторах могут присутствовать различные по физико-химическим свойствам нефти и даже битумы (Нефтегазоносность ..., 2007). Однако проведенный анализ литературы не позволяет строго выявить причины присутствия в пределах залежей различных по составу нефтей (за исключением зон водонефтяных контактов), а также показать их связь с различными морфолого-генетическими типами структур пустотного пространства карбонатных пород.

Поэтому задача настоящей работы состоит в том, чтобы на основании ранее проведенной морфолого-генети-

ческой типизации структур пустотного пространства карбонатных пород (Морозов и др., 2012) показать их пространственную приуроченность в типичных разрезах нефтяных залежей. Последнее позволит с учетом данных геофизического исследования скважин делать прогноз их распространенности по вскрытой бурением части разрезов нефтяных залежей, а также реализовать более оптимальные схемы разработки нефтяных залежей.

Объектами исследования являлись карбонатные отложения турнейского и башкирского ярусов восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода, слагающие нефтяные месторождения – Аканское, Демкинское, Онбийское, Тавельское. При изучении кернового материала, получении экспериментальных данных, обсуждении результатов авторы стремились следовать историко-геологическому подходу, рассматривающему карбонатные толщи как развивающиеся во времени и пространстве объекты, а также положения о стадийности геодинамического и геофлюидного режимов развития осадочных бассейнов (Осадочные бассейны ..., 2004; Япаскурт, 2005).

Формирование пустотного пространства в карбонатных породах (пор, каверн, трещин) происходит на различных этапах фонового литогенеза – седиментогенезе, диагенезе

и катагенезе, а также при реализации вторичных изменений, которые имеют наложенный характер.

В составе пустотного пространства карбонатных пород по морфологическим особенностям, согласно К.И. Багринцевой (1999), могут быть выделены: пористость (межзерновая пустотность), кавернозность (межагрегатная пустотность) и трещиноватость. Имеются и другие классификации, основанные на размерных характеристиках пустот (Смехов, Дорофеева, 1987).

Типы пустотного пространства		Диагностические признаки	Распространенность	Происхождение	Основные факторы, контролирующие их происхождение
Поры		Межзерновая пустотность. Размер пор составляет величины менее 0,01 мм	В известняках, не подверженных вторичным изменениям. Повсеместно	Образуются при седиментогенезе, диагенезе, катагенезе.	Фоновый литогенез (седиментогенез-катагенез)
Каверны выщелачивания	Селективный вид	Межагрегатная пустотность. Размеры каверн не превышают расстояния между зоогенными органическими остатками	Лишь в биокластово-зоогенных известняках первого типа в нефтяных и водобитумных зонах	Образуются в результате растворения и перекристаллизации микрита в биокластово-зоогенных известняках первого типа	Геофлюидный
	Неселективный вид	Межагрегатная пустотность. Размеры каверн превышают расстояния между зоогенными органическими остатками	Лишь в биокластово-зоогенных известняках первого типа в частично разрушенных и водобитумных зонах	Образуются в результате растворения микрита и органических остатков в биокластово-зоогенных известняках первого типа	Геофлюидный
Трещины	Растворения	Трещинки извилистой до древовидной формы.	В плотных известняках, разделяющих породы-коллекторы	Образуются в результате растворения (флюидодинамические трещинки)	Геофлюидный
	Тектонической разгрузки	Имеют субвертикальную ориентировку. Нередко заполнены сульфатами.	Повсеместно	Образуются за счет снятия тектонического напряжения	Геодинамический

Таблица 1. Морфолого-генетическая классификация типов пустотного пространства известняков.

Однако последние не несут генетической информации и в настоящей работе не используются.

Согласно ранее опубликованным данным (Морозов и др., 2012), в карбонатных породах-коллекторах выделяются поры, каверны селективного выщелачивания, каверны неселективного выщелачивания, трещинки растворения и трещины тектонической разгрузки (трещины растяжения). Каждый выделенный тип пустотности имеет определенные диагностические признаки и довольно строгую пространственную приуроченность в пределах изученных разрезов нефтяных залежей. Кроме того, на основании проведенной геолого-исторической реконструкции формирования карбонатных отложений удалось определить условия их происхождения и контролирующие факторы (Табл. 1).

В ходе изучения керна карбонатных пород в изучаемых отложениях пластовых и массивных литологически неоднородных нефтяных залежах была замечена определенная пространственная приуроченность выделенных типов структур пустотного пространства.

Типичным примером, показывающим пространственную приуроченность типов структур пустотного пространства пластовых нефтяных залежей, являются многие нефтяные залежи турнейского яруса. Сводные данные по их изучению сведены в таблице 2. Они показывают на определенное пространственное распределение выявленных

типов пустотного пространства по разрезу:

– селективная кавернозность распределена практически повсеместно; однако, если в нефтяной и водобитумной частях залежей она распространена весьма широко и практически повсеместно, то в плотных породах встречается спорадически, чем и обусловлена их пятнистая нефтенасыщенность;

– неселективная кавернозность присутствует лишь в водобитумной зоне, которая по данным ГИС называется зоной водонефтяного контакта;

– трещинки растворения в керне изученных скважин не наблюдались; однако в аналогичных скважинах турнейского яруса они иногда обнаруживаются, хотя и весьма редко, поэтому строго говорить об их пространственной приуроченности не представляется возможным;

– трещины тектонической разгрузки наблюдаются во всех участках разреза; однако не во всех скважинах, вскрывших отложения турнейского яруса, они обнаруживаются.

Пространственную приуроченность структур пустотного пространства для многих массивных литологически неоднородных нефтяных залежей можно рассмотреть на примерах карбонатных отложений башкирского яруса. Данные по их изучению сведены в таблицу 3. Они также указывают на определенное пространственное распределение выявленных типов пустотного пространства по разрезу:

Стратиграфия	Литологический состав	Мощность, м	Зональность по петрофизическим свойствам	Типы структур пустотного пространства				
				Кавернозность		Трещины		
				селективная	неселективная	растворения	тектонической разгрузки	
Бобриковско-тульский горизонт визейского яруса				Породы-покрышки				
Турнейский ярус	Кизеловский горизонт	ИБЗ-I >> ИБФ, ИБФЗ	14-16	Нефтяная	Присутствует	Не обнаружена		Присутствуют весьма редко
	Черепетский горизонт	ИБФ > ИБФЗ > ИБЗ-I	18-24	Плотные породы. Нефтенасыщенность преимущественно пятнистая	Присутствует	Не обнаружена		Присутствуют весьма редко
	Малевскоупинский нерасчлененный горизонт	ИБЗ-I	>7	Водобитумная (зона ВНК)	Присутствует	Присутствует	Не обнаружена	Присутствуют весьма редко

Таблица 2. Сводная схема зональности разреза турнейского яруса по типам пустотного пространства. Ар – аргиллит, Ал – алевролит, Пгл – песчаник глинистый, ИБЗ-I – известняк биокластово-зоогенный первого типа, ИБФ – известняк биокластово-фитозоогенный, ИБФЗ – известняк биокластово-фитозоогенный.

Стратиграфия	Литологический состав	Мощность, м	Зональность по петрофизическим свойствам	Типы структур пустотного пространства				
				Кавернозность		Трещины		
				селективная	неселективная	растворения	тектонической разгрузки	
Верейский горизонт московского яруса				Породы-покрышки				
Башкирский ярус. Горизонты не выделяются	ИБЗ-I	17-40	Нефтяная	Присутствует	Не обнаружены		Присутствуют	
	ИБЗ-II				Плотные породы			
	ИБЗ-I >> ИЛ				Присутствует	Присутствует		Присутствует
	ИБЗ-II >> ИЛ				Плотные породы			Присутствует
Верхи серпуховского или низы башкирского ярусов	ИБЗ-I	>20	Водобитумная (зона ВНК)	Присутствует	Присутствует	Присутствует	Присутствуют	

Таблица 3. Сводная схема зональности разрезов башкирского яруса по типу пустотного пространства. Ар – аргиллит, ИБЗ-I – известняк биокластово-зоогенный первого типа, ИБЗ-II – известняк биокластово-зоогенный второго типа, ИП – известняк пелитоморфный, ИЛ – известняк литокластовый.

– селективная кавернозность распространена довольно широко как в нефтяной, так и в нефтяной частично разрушенной, также в водобитумной частях залежи;

– неселективная кавернозность отсутствует лишь в нефтяных частях залежей и распространена в нефтяных частично разрушенных залежах, расположенных ниже, а также в зонах водонефтяного контакта;

– трещинки растворения в керновом материале изученной скважины часто имеют субвертикальную пространственную ориентировку и наблюдаются в плотных не нефтенасыщенных породах;

– трещины тектонической разгрузки характерны для отложений башкирского яруса и могут наблюдаться во всех участках разрезов.

В заключении следует сказать, что в результате проведенных исследований на основании выделения типов структур пустотного пространства выявлена их пространственная приуроченность к определенным зонам пластовых (турнейский ярус) и литологически неоднородных массивных (башкирский ярус) нефтяных залежей. Это, на наш взгляд, является важным и должно учитываться в целях оптимизации разработки нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах.

Литература

Атлас структурных компонентов карбонатных пород. Фортунатова Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. М.: ВНИГНИ. 2005. 440 с.

Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГУ. 1999. 282 с.

Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и сопредельных территорий. Белонин М.Д., Бе-

лоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., Шиманский В.В. СПб: «Недра». 2005. Кн. 1 – 260 с. Кн. 2 – 156 с.

Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. М.: Недра. 1992. 240 с.

Морозов В.П., Плотникова И.Н., Закиров Р.Х., Кольчугин А.Н., Кальчева А.В., Королев Э.А. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов. *Георесурсы*. № 4(46). 2012. С. 19–22.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Изд-во «Фэн». 2007. Т. I – 316 с. Т. II – 524 с.

Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция. М.: «Научный мир». 2004. 526 с.

Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород – коллекторов нефти и газа. М.: «Недра». 1987. 96 с.

Япаскерт О.В. Основы учения о литогенезе. М.: Изд-во МГУ. 2005. 379 с.

Einsele G. Sedimentary basins: evolutions, facies, and sediment budget. Berlin: Springer-Verlag. 792 p.

Сведения об авторах

Владимир Петрович Морозов – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой минералогии и литологии

Ирина Николаевна Плотникова – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой геологии нефти и газа

Алексей Александрович Ескин – ассистент каф. минералогии и литологии

Эдуард Анатольевич Королев – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры общей геологии и гидрогеологии

Антон Николаевич Кольчугин – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и литологии

Никита Владимирович Пронин – ст. преподаватель кафедры геологии нефти и газа

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел: (843) 233-79-88.

Voids Structure of Carbonate Reservoir and its Relation with Oil Composition

V.P. Morozov, I.N. Plotnikova, A.A. Eskin, E.A. Korolev, A.N. Kol'chugin, N.V. Pronin

Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, Vladimir.Morozov@kpfu.ru

Abstract. Void space structures of carbonate rocks are considered. Pores, selective leaching caverns, nonselective leaching caverns, dissolution fractures, tectonic relief fractures are allocated. They have certain spatial position in the oil deposits. Determined relation of allocated void structures with adjacent oil composition, as well as with ratio of water and oil in the fluid is found. Obtained data should be considered when optimizing oil reservoir development.

Keywords: carbonate, reservoir, voids structure, caverns, fractures, oil.

References

Atlas strukturykh komponentov karbonatnykh porod [Atlas of the structural components of carbonate rocks]. Fortunatova N.K., Kartseva O.A., Baranova A.V. et al. Moscow: VNIGNI Publ. 2005. 440p.

Bagrinceva K.I. Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. Moscow: RGGU Publ. 1999. 282p. (In russian)

Karbonatnye porody-kollektory fanerozoia neftegazonosnykh basseynov Rossii i sopredel'nykh territoriy [Carbonate reservoir rocks of Phanerozoic oil and gas basins of Russia and adjacent territories]. Belonin M.D., Belonovskaya L.G., Bulach M.Kh. et al. St. Petersburg: «Nedra» Publ. 2005. Vol. 1 – 260 p. Vol. 2 – 156 p.

Kuznetsov V.G. Prirodnye rezervuary nefiti i gaza karbonatnykh otlozheniy [Natural reservoirs of oil and gas carbonate deposits]. Moscow: «Nedra» Publ. 1992. 240p.

Morozov V.P., Plotnikova I.N., Zakirov R.Kh., Kol'chugin A.N. et al. Morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure. *Georesursy* [Georesources]. № 4(46). 2012. Pp.19–22.

Petroleum potential of the Republic of Tatarstan. Geology and

development of oil fields. Ed. by R.Kh. Muslimov. Kazan: «Fen» Publ. 2007. Vol. I – 316 p. Vol. II – 524 p. (In russian)

Sedimentary Basins: Study Methods, Structure, and Evolution. Moscow: «Nauchnyy mir» Publ. 2004. 526p. (In russian)

Smekhov E.M., Dorofeeva T.V. Vtorichnaya poristost' gornykh porod-kollektorov nefiti i gaza [Secondary porosity of oil and gas reservoirs]. Moscow: «Nedra» Publ. 1987. 96p.

Yapaskurt O.V. Fundamentals of lithogenesis. Moscow: MGU Publ. 2005. 379p. (In russian)

Einsele G. Sedimentary basins: evolutions, facies and sediment budget. Berlin: Springer-Verlag. 792p.

Information about authors

Vladimir P. Morozov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Head of the Department of Mineralogy and Lithology

Irina N. Plotnikova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Department of Oil and Gas Geology

Aleksey A. Eskin – assistant professor of the Department of Mineralogy and Lithology

Eduard A. Korolev – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of the Department of of general geology and hydrogeology

Anton N. Kol'chugin – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of the Department of Mineralogy and Lithology

Nikita V. Pronin – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology

Kazan (Volga region) Federal University, 420008, Kremlevskaya Str., 18, Kazan, Russia. Tel.: +7(843) 233-79-88.

Через организацию инновационного проектирования разработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений к модернизации управления нефтяной отраслью

Инновационное проектирование нацелено на адекватное степени изученности воспроизведение длительно эксплуатируемых объектов в их цифровых геологических и фильтрационных моделях. Значительная часть этих моделей на сегодняшний день, создаваемых для подсчёта запасов и проектирования «как есть», насыщается не качественной, искажённой и/или, в лучшем случае, просто недоизвлечённой из накопленных данных информацией. Эффективное внедрение в практику способных исправить сложившуюся ситуацию современных методов и способов обработки данных, созданных отечественной нефтяной наукой и используемых пока бессистемно, возможно лишь на основе модернизации управления нефтегазодобывающей отраслью.

Ключевые слова: инновационное проектирование разработки нефтяных месторождений; цифровые геологические и фильтрационные модели; качество информации, извлекаемой из накапливаемых данных; модернизация управления нефтяной отраслью.

Осмысление необходимости перехода от обычного (как есть) к инновационному (как должно быть) проектированию разработки нефтяных месторождений привело к ревизии целей и задач взаимодействия различных секторов нефтяного научно-внедренческого кластера. Сформировалась потребность в комплексных фундаментально-прикладных исследованиях по созданию научных основ проектирования разработки нефтяных месторождений (Волков, 2009; Муслимов, 2007; 2010; Муслимов, Волков, 2010), первый этап которых в Республике Татарстан (РТ) завершился в 2012 г. (Да поможет Всевышний..., 2013; Муслимов, 2012; 2013). Принципиальная схема инновационного проектирования, представлена на рис. 1. Описание организации работы по этой схеме дано в (Волков, 2009; Муслимов, Волков; 2010). На её основе осуществлялось обоснование систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными (ГС) и наклонно направленными скважинами (Актуальные задачи..., 2002; Волков, 2002; Горизонтальные скважины..., 2000; Методическое руководство по проектированию..., 2000; Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами, 1998). Руководствуясь заложенной в неё технологией организации НИР, велась работа над созданием итерационной методики построения геологических и фильтрационных моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геологических мероприятий (ГТМ) длительно эксплуатируемых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (Дулкарнаев и др., 2013; Волков, Михайлов, Муслимов и др., 2013; Иванов и др., 2010; Волков и др., 2013; Михайлов и др., 2011; 2013).

В (Иванов и др., 2010; Михайлов и др., 2011) показано, что реализация стандартного графа обработки данных (Рис. 2) может лишь усугубить ошибки, сделанные на каждом из этапов до адаптации и добавить к ним при адаптации новые. Разработаны методы и алгоритмы решения требуемых задач, созданы комплексы программ для ЭВМ (Программный комплекс итерационного построения ..., 2011; Программный комплекс для интерактивного анализа ..., 2012), позволяющие работать со специализированными базами геолого-геофизических и геолого-промысловых данных, а также проводить всесторонний анализ раз-

работки месторождений на основе разноуровневых моделей (полноразмерных и генерализованных фильтрационных, эмпирических и полуэмпирических, вероятностно-статистических, балансовых и др.). В ходе неоднократно осуществляемых итерационных построений обеспечивается корректировка геологических, фильтрационных и технологических моделей залежей, постепенное уточнение петрофизических зависимостей, геометрии продуктивных тел и ориентации элементов неоднородности резервуара, уточнение распределения остаточных запасов и положения водонефтяных контактов, фазовых проницаемостей флюидов и т.д.

Подводя итог более чем 10-ти летней работы с объектами Западной Сибири, мы утверждаем, что организация работы по схемам, представленным на рис. 1 и 2, действительно способствует всё более адекватному воспроизведению в цифровых моделях особенностей геологического строения рассматриваемых объектов и протекающих в них процессов (Дулкарнаев и др., 2013; Волков и др., 2013; Волков, Михайлов, Муслимов и др., 2013; Михайлов и др., 2013). За счёт создания новых и использования уже наработанных другими специалистами методик и способов обработки тех же данных, с которыми работали предшественники, нам удаётся получать новые знания (принципиально новую информацию) об особенностях геологического строения залежей, о распределении в них остаточных запасов и пр. Это говорит о том, что до этого все создаваемые для данных объектов геологические и фильтрационные модели «насыщались» недостаточно качественной (недоизвлечённой) информацией.

Такое состояние дел является той почвой, на которой к настоящему времени сформировалось устоявшееся мнение, что использование цифровых моделей даже на, казалось бы, хорошо изученных объектах, имеющих длительную историю разработки, не способствует росту точности расчётов; о неполноте, низком качестве и недостоверности имеющихся данных; о необходимости предварять каждый раз подсчёт-пересчёт запасов и проектные работы дополнительным отбором и изучением керна, дополнительными гидродинамическими и различного рода геофизическими скважинными и площадными исследовани-

ями (Грунис, Барков, 2013; Халимов, 2013; Шелепов, 2013 и др.). Но какой смысл проводить дополнительные дорогостоящие промысловые работы и исследования, если вновь полученные данные будут обрабатываться так же, как и те, что накапливались до сих пор, если и при наличии вновь полученных данных продолжать насыщать соответствующие цифровые модели по-прежнему не качественной (не доизвлечённой) информацией?

Опыт работы ООО «ЦСМРнефть» с объектами ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» говорит о том, что существенное расхождение фактических и расчётных технологических показателей обусловлено не недостатками цифровых моделей, а низким качеством информации, извлекаемой из имеющихся данных и закладываемой в эти модели. В частности, в цифровые модели закладывается информация, извлечённая из данных, например, геофизических или гидродинамических исследований скважин не совсем корректными методами; в основу подсчёта запасов или прогнозирования проектных показателей по добыче нефти закладываются ошибочные концепции построения геологической модели рассматриваемого объекта и пр.

Результаты, полученные для 9-ти длительно эксплуатируемых объектов ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», с которыми нам пришлось работать, начиная с 2003 года, наводят на мысль о том, что на достаточно полно и качественно извлечённой информации из накопленных данных по большинству длительно эксплуатируемых объектов РФ со-

здаваемые для них цифровые геологические и фильтрационные модели, в том числе и те, что рассматривались на ГКЗ и ЦКР, ещё и не работали. А значит и «упрекать» их в том, что это именно они «виноваты» в неточности проводимых по ним расчётов, пока что вряд ли корректно.

По результатам работы над созданием научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений РТ (Волков, 2009; Да поможет Всевышний ..., 2013; Муслимов, 2007; 2010; 2012; 2013; Муслимов, Волков, 2010) и, фактически, в ходе подготовки к инновационному проектированию 9-ти объектов ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (Дулкарнаев и др., 2013; Волков, Михайлов, Муслимов и др., 2013; Волков и др., 2013; Михайлов и др., 2013; Программный комплекс итерационного построения ..., 2011; Программный комплекс для интерактивного анализа ..., 2012 и др.) выявлены объективные критерии качества информации, извлекаемой из имеющихся данных на каждой итерации (Михайлов и др., 2013; Программный комплекс для интерактивного анализа ..., 2012). Наличие таких критериев позволяет отслеживать процесс «улучшения» моделей за счёт обработки накопленных данных не одним-двумя, а специально (итерационно) подбираемой последовательностью методов так, чтобы на каждой последующей итерации результат улучшался. Таким образом, открывается возможность не только постоянно создавать новые, но и максимально использовать для этих целей самые лучшие из уже наработанных методов. То есть, слабо используемые в течение длительного времени научные результаты не только ООО «ЦСМРнефть», но и многих других организаций и специалистов теперь могут быстро «пойти в дело», шлюз «застоя» в этом направлении откроется, появится потребность в испытании практикой всех до сих пор «пылящихся на полках» научных разработок, включая фундаментально-поисковые. И от этого может быть очень большая польза: зачем заставлять недропользователей сразу начинать промысловые исследования и тратить на это большие средства, если ещё есть шанс извлечь новую информацию из уже накопленных данных и получить требуемые практически важные результаты и рекомендации благодаря опережающим научным исследованиям «на кончике пера»? Разумеется, может случиться, что «на кончике пера» не получится. Но ведь тогда станет ясно, где, в каком конкретно месте надо, например, отобрать керн и/или провести ГДИ, так, чтобы обработка уже испытанными методами вновь полученных данных дала не просто максимум, а «всплеск» новой информации об особенностях геологического строения рассматриваемого объекта, состоянии его разработки и т.д.

При построении геолого-фильтрационных моделей на завершающей стадии разработки необходимо следующее.

Во-первых, провести детальный анализ современного состояния разработки месторождения с описанием истории его проектирования и эксплуатации.

Во-вторых, рассмотреть возможности применения новых методов геологических, геофизических, лабораторных исследований (в том числе на нано-уровне) для улучшения выработки трудноизвлекаемых запасов.

В третьих, рассмотреть возможности оптимального применения новых современных технологий (бурение горизонтальных, разветвлённо-горизонтальных, многозбойных скважин; применение различных методов увеличе-

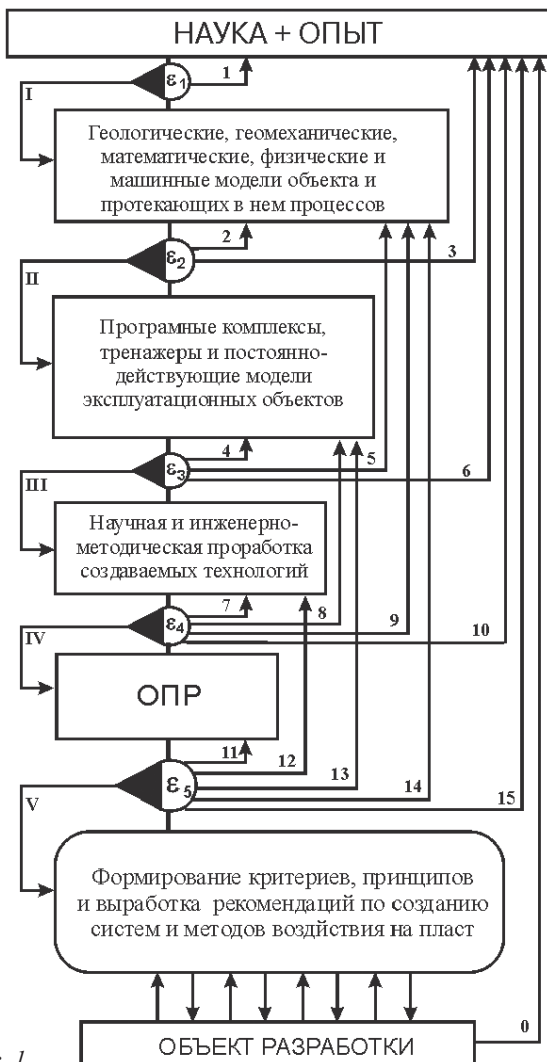
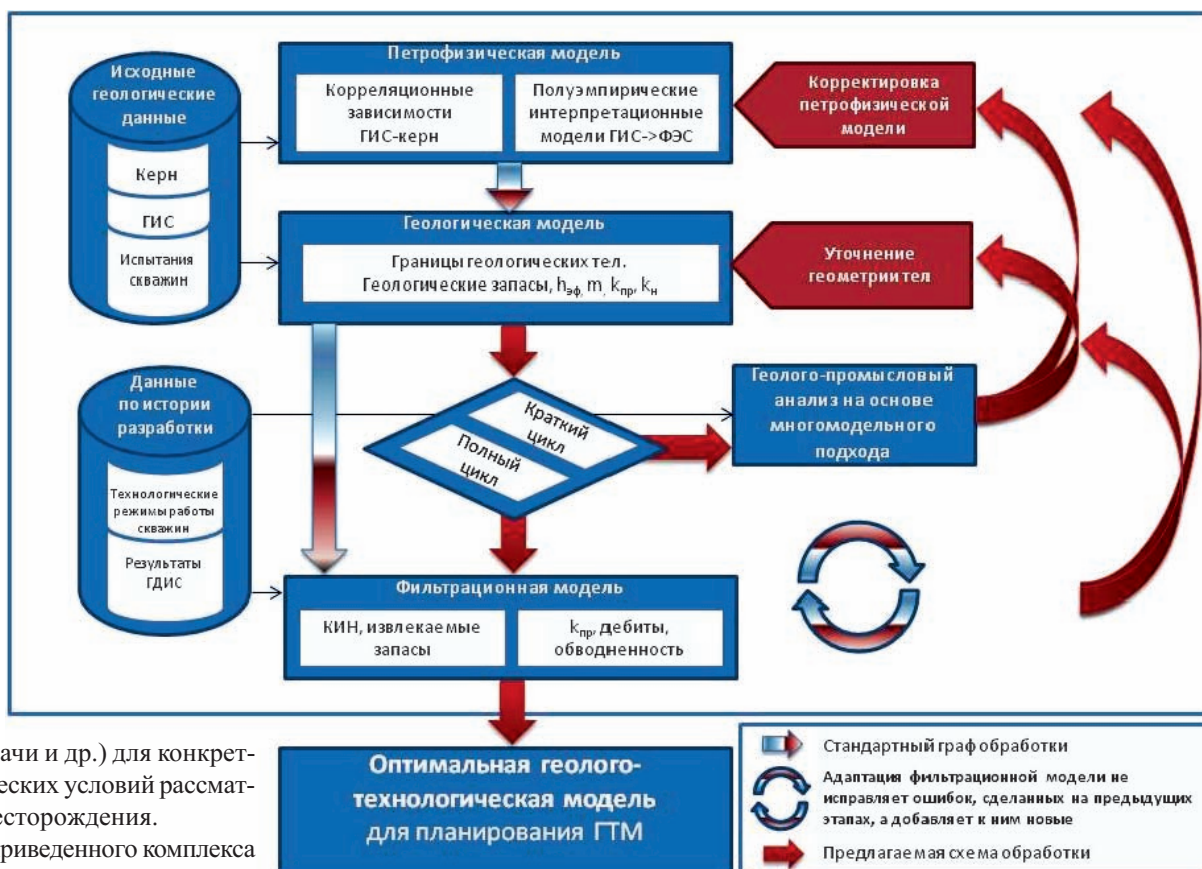


Рис. 1.

Рис. 2. Схема построения оптимальной геолого-технологической модели.



ния нефтеотдачи и др.) для конкретных геологических условий рассматриваемого месторождения.

Решение приведенного комплекса вопросов позволит обосновать новые кондиционные значения подсчетных параметров, другие (более высокие) КИН, пересмотреть запасы нефти, что создаст надежную основу для перепроектирования системы разработки применительно к поздней (четвертой) стадии.

Но и этого будет недостаточно для решения проблемы повышения эффективности выработки запасов на поздней стадии разработки. Необходимо изменить идеологию построения геолого-гидродинамической модели залежей. Если в начальных стадиях разработки для повышения охвата разработкой мы были вынуждены различными способами разукрупнять эксплуатационный объект, то для поздней стадии придется наоборот осуществлять его укрупнение в разрезе с дальнейшим разукрупнением в плане (выделение блоков, геологических тел). Все это должно проводиться целенаправленно для решения главной задачи – получить больше нефти (текущая добыча и КИН) при меньшей добыче попутной воды, продление срока разработки залежи при приемлемой экономике.

По проведенным нами исследованиям с учетом вышеизложенных положений по залежам горизонта D_1, D_0 Ромашкинского месторождения возможный прирост запасов может составить около 800 млн.т. (Muslimov, 2012).

Таким образом, открылась возможность неуклонного и оперативного (объективно отслеживаемого) повышения качества геолого-технологических моделей объектов, имеющих длительную историю разработки за счёт итерационной обработки уже накопленных данных и оптимального планирования работ, направленных на получение новых данных. Казалось бы, что нефтяным компаниям надо сразу же внедрять такие подходы к проектированию и подсчёту запасов в практику. Ведь ухватившись за эту пока ещё очень тонкую (ещё не всеми зримую) «ниточку» – оперативное внедрение в практику научных основ разработки длитель-

но эксплуатируемых месторождений – они могли бы довольно быстро решить многие из назревших проблем. Более того, при целенаправленно скоординированных действиях заинтересованных сторон на начальном этапе внедрения в практику научных основ управления созданием геологических и фильтрационных моделей, этот процесс будет способствовать модернизации управления нефтегазодобывающей отраслью в целом. И здесь важно отметить, что без модернизации управления отраслью внедрить в практику предлагаемые IT-продукты и создаваемую на этой основе итерационную технологию оценки качества информации, извлекаемой из накопленных данных для адекватного геолого-фильтрационного моделирования, просто не удастся. Естественно, возникает вопрос: «Почему же речь идёт лишь о длительно эксплуатируемых месторождениях (хорошо разбуренных, с большой историей)?»

Во-первых, потому, что фактически это «наши университеты». Это наиболее изученные месторождения, с большим объемом самых разнообразных данных. На этом поприще возвращено ни одно поколение прекрасных специалистов, многие из которых работают до сих пор и ещё могут внести свою лепту в решение назревших проблем.

Во-вторых, на анализе, проектировании разработки и эксплуатации этих месторождений создавалась наша нефтяная наука, а сейчас, оказывается, на основе анализа разработки этих же месторождений нашу нефтяную науку можно совершенствовать.

В-третьих, результаты, полученные для 9-ти «первых попавшихся под руку» западносибирских объектов, говорят о том, что качество обработки накопленных данных по ним может быть улучшено, и это даст возможность построить для них более адекватные модели, извлечь из этих месторождений ещё много нефти и т.д. Где шанс, что по

остальным подобным эксплуатационным объектам РФ дело обстоит не так же?

В-четвёртых, очень важно, что инновационное проектирование доработки таких месторождений позволит приступить к интенсивному внедрению в практику технологий эффективного взаимодействия различных групп специалистов, структурных подразделений и обслуживающих конкретную НК сервисных организаций по схемам, представленным на рис. 1, 2.

Отметим, что организация работы по подобным схемам позволила Западу и, в частности, США достичь не только высочайшего уровня постановки исследовательских работ в нефтегазовом комплексе (этого уже трудно не заметить), но и «затягивать» в работу над созданием тех интеллектуальных продуктов и технологий, которыми они давно и успешно торгуют, лучших представителей мировой науки.

Литература

Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения. *Тр. научно-практ. конф* (2002). Казань: Изд-во «Плутон». 2003. 430 с.

Волков Ю.А. О развитии и основных результатах исследований по проблеме «Обоснование систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными и наклонно направленными скважинами». *Интервал*. 2002. №2(37). С.67-70.

Волков Ю.А. Об организации инновационного проектирования разработки нефтегазовых месторождений. *Нефть.Газ.Новации*. 2009. №7. С. 22-26.

Волков Ю.А., Михайлов В.Н., Муслимов Р.Х., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Количественный критерий для управления качеством геолого-петрофизических моделей при проектировании разработки. *Сб. докладов XVI-й научно-практ. конф.: «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры»*. Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». 2013. Т.1. С.265-268.

Волков Ю.А., Михайлов В.Н., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Изменение представлений о детальной корреляции пласта БВ8 Повховского месторождения на основе новой модели геологического строения. *Сб. докладов XVI-й научно-практ. конф.: «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры»*. Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». 2013. Т.1. С.326-336.

Горизонтальные скважины: бурение, эксплуатация, исследование. *Мат. семинара-дискуссии*. Казань: «Мастер Лайн». 2000. 256с.

Грунис Е.Б., Барков С.Л. Проблемы и пути реализации инновационного комплексирования геолого-геофизических исследований на поздней стадии разработки месторождений. *Георесурсы*. 2013. №4(54). С.28-34.

Да поможет Всевышний организаторам и исполнителям намеченных НИР ... (По мат. семинара-дискуссии: «Проблемы создания научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений»). *Нефть.Газ.Новации*. 2013. №1. С.12-13.

Дулкарнаев М.Р., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Анализ причин расхождения фактических и расчётных показателей работы скважин Ватьегаского месторождения после бурения боковых стволов. *Георесурсы*. 2013. №5(55). С.8-11.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Осерская Ю.А., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Инновационный подход к оценке площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Сб. докладов XIII-й научно-практ. конф.: «Пути*

реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа». Ханты-Мансийск: «ИздатНаукаСервис». 2010. Т.1. С.370-381.

Методическое руководство по проектированию, строительству, геофизическим и промысловым исследованиям, эксплуатации горизонтальных скважин и разработке нефтяных месторождений с применением горизонтальной технологии. РД 39-0147585-214-00. Бугульма. 2000. 148 с.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*. 2011. №3(39). С.43-48.

Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С. Уточнение фильтрационных параметров пласта и призабойных зон нефтедобывающих скважин на основе переинтерпретации ГДИС при компрессировании с учетом переходного участка КВД и с интервальной оценкой достоверности параметров интерпретации. *Тр. Межд. научно-практ. конф.: «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии»*. Казань: «Фэн». 2013. С. 359-363.

Муслимов Р.Х. Совершенствование проектирования разработки – основа поступательного развития нефтяной промышленности. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 1. С.8-14.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе. *Нефть.Газ.Новации*. 2010. №1. С. 6-11.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А. Актуальные задачи организации и стандартизации инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2010. №3. С.5-11.

Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн». 2012. 664 с.

Муслимов Р.Х. Проблемы создания научных основ инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений РТ. *Нефть.Газ.Новации*. 2013. №1. С.14-20.

Программный комплекс итерационного построения адекватных геологических и геолого-технологических моделей для создания и совершенствования технологий нефтеизвлечения (АРМАРИС-ГЕО). Св-во о гос. рег. программы для ЭВМ №2011615658 от 19.07.2011г.

Программный комплекс для интерактивного анализа геолого-геофизических и промысловых данных с целью прогноза геологического строения и мониторинга разработки полезных ископаемых («Геозор»). Св-во о гос. рег. программы для ЭВМ №2012661437 от 14.12.2012 г.

Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. *Мат. семинара-дискуссии*. Казань: «Новое Знание». 1998. 256с.

Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трёхмерное моделирование (по опыту работы ЦКР). *Недропользование – XXI век*. 2013. №4. С.82-87.

Шелепов В.В. О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования. *Недропользование – XXI век*. 2013. №4. С.56-65.

Сведения об авторах

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа. Заслуженный геолог РФ и РТ, заслуженный деятель науки РТ.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел./Факс: (843) 233-73-84.

Юрий Андреевич Волков – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан, заслуженный нефтяник РТ.

420061, Россия, Казань, Н.Ершова, 55-20. Тел.: (987) 290-26-47.

Through Organization of Innovative Engineering of Long Operated Oil Fields to the Oil Industry Modernization

R.Kh. Muslimov¹, Yu.A. Volkov²

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, davkaeva@mail.ru

²ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, yua@csmr.ru

Abstract. Innovative engineering is aimed at an adequate exploration level, reproduction of long operated objects in their digital geological and filtration models. Significant part of these current models created for reserves estimation and as-is engineering, are saturated by low-grade, distorted and/or, at best, incompletely extracted information from accumulated data. Effective implementation in practice of modern techniques and methods of data processing able to rectify the situation, created by national petroleum science and used currently haphazardly, is possible only on the basis of oil industry modernization.

Keywords: innovative engineering of oil fields development; digital geological and filtration models; quality of information extracted from accumulated data; modernization of oil industry management.

References

- Aktual'nye zadachi vyyavleniya i realizatsii potentsial'nykh vozmozhnostey gorizontal'nykh tekhnologiy nefteizvlecheniya. Materialy nauchno-prakt. konf.* [Actual tasks of identifying and implementing of potential horizontal oil recovery technologies. Proc. Sci. and Pract. Conf.]. Kazan: «Pluton» Publ. 2003. 320p.
- Volkov Yu.A. O razvitiy i osnovnykh rezul'tatakh issledovaniy po probleme «Obosnovanie sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy gorizontal'nymi i naklonno napravlennymi skvazhinami» [Development of the main research results on the justification of oil field development systems by the directional and horizontal wells]. *Interval* [Interval]. 2002. №2(37). Pp.67-70.
- Volkov Yu.A. Ob organizatsii innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy [Organization of innovative design of oil and gas fields]. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2009. № 7. Pp.22-26.
- Volkov Yu.A., Mikhaylov V.N., R.Kh. Muslimov, Potryasov A.A. Skachek K.G. *Quantitative criterion for quality control of geological and petrophysical models in the design development. Sbornik dokladov XVI nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* [XVI Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2013. T.1. Pp.265-268. (In russian)
- Volkov Yu.A., Mikhaylov V.N., Potryasov A.A. Skachek K.G. View change about the detailed correlation of formation (BV8 Povkhovskoye field) on the basis of a new geological structure model. *Sbornik dokladov XVI nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* [XVI Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2013. T.1. Pp.326-336. (In russian)
- Gorizontal'nye skvazhiny: burnie, ekspluatatsiya, issledovanie. Materialy seminar-diskussii* [Horizontal wells: drilling, exploitation, research. Proc. Workshop]. Kazan: «Master Layn» Publ. 2000. 256 p.
- Grunis E.B., Barkov S.L. Problems and ways to implement innovative complexation of geological and geophysical studies in the late stages of field development. *Georesursy* [Georesources]. 2013. №4(54). Pp.28-34. (In russian)
- Da pomozhet Vsevyshniy organizatoram i ispolnitelyam namechennykh NIR ... [Almighty God helps organizers and executors of the planned research ...] Po materialam seminar-diskussii «Problemy sozdaniya nauchnykh osnov innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy» [According to the materials of the workshop «Problems of scientific basis creation of oil fields innovative design development». *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Novations]. 2013. №1. Pp.12-13.
- Dulkarnaev M.R., Mihaylov V.N., Volkov Yu.A. Analysis of the causes of the divergence of actual and estimated performance indicators of wells of Vatyegansky field after sidetracking. *Georesursy* [Georesources]. 2013. №5(55). Pp.8-11. (In russian)
- Ivanov S.A., Skachek K.G., Oserskaya Yu.A., Mikhaylov V.N., Volkov Yu.A. An innovative approach to assessing the areal distribution of remaining reserves of long exploited oilfields. *Sbornik dokladov XIII nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga-Yugry»* [XVI Sci. and Pract. Conf «Ways of implementation of oil and gas and ore potential of the Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra»: Collected papers]. Khanty-Mansiysk: «IzdatNaukaServis» Publ. 2010. T.1. Pp.370-381.
- Metodicheskoe rukovodstvo po proektirovaniyu, stroitel'stvu, geofizicheskim i promyslovym issledovaniyam, ekspluatatsii gorizontal'nykh skvazhin i razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy s primeneniem gorizontal'noy tekhnologii [Methodological guidance for design, construction, geophysical and field research, exploitation of horizontal wells and oil development using horizontal technology]. RD 39-0147585-214-00. Bugulma. 2000. 148p.
- Mikhailov V.N., Volkov Yu.A., Dulkarnaev M.R. Iterative technique of geological hydrodynamic modeling for the estimation of residual oil reserves distribution and planning of geological and technological works. *Georesursy* [Georesources]. 2011. №3(39). Pp.43-48. (In russian)
- Mikhailov V.N., Dulkarnaev M.R. Salimov F.S. *Trudy Mezhd. nauchno-prakt. konf.: «Problemy povysheniya effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na pozdney stadii»* [Proc. Int. Sci. Conf. «Problems of improving the efficiency of oil fields production in the late stage»]. Kazan: Fen Publ. 2013. Pp.359-363. (In russian)
- Muslimov R.Kh. Improving of the development design – the basis of the progressive development of the oil industry. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil Industry]. 2007. № 1. Pp.8-14. (In russian)
- Muslimov R.Kh. Actual tasks of innovative design regulation of oil field development at the present stage. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Novations]. 2010. №1. Pp.6-11. (In russian)
- Muslimov R.Kh., Volkov Yu.A. Actual problems of the organization and standardization of innovative design development of oil fields. *Vestnik TsKR Rosnedra* [Bulletin of Central Commission for Development of Deposits of the Federal Agency for Recovery of Natural Resources]. 2010. №3. Pp.5-11. (In russian)
- Muslimov R.Kh. Nefteodacha: proshloe, nastoyashee, budushee [Oil recovery: Past, Present, Future]. Kazan: «Fen» Publ. 2012. 664p.
- Muslimov R.Kh. Challenges with Arranging the Innovative Designing Scientific Basis in the Area of Oil Field Development in Republic of Tatarstan. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil.Gas.Novations] 2013. №1. Pp.14-20. (In russian)
- Program complex of the iterative construction of adequate geological and geotechnical models for creating and improving oil recovery technologies (ARMARIS-GEO). Certificate of state registration of computer programs №2011615658 ot 19.07.2011. (In russian)
- Program complex for the analysis of geological and geophysical and field data in order to forecast the geological structure and monitoring of mining («Geozor»). Certificate of state registration of computer programs №2012661437 ot 14.12.2012. (In russian)
- Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy gorizontal'nymi skvazhinami. Materialy seminar-diskussii* [Oil development using horizontal wells: materials of the workshop]. Kazan: Novoe Znanie Publ. 1998. 256p.
- Khalimov E.M. Detailed geological models and three-dimensional modeling. *Nedropol'zovanie – XXI vek*. 2013. №4. Pp.82-87. (In russian)
- Shelepov V.V. Development of oil deposits and measures to improve the development design. *Nedropol'zovanie – XXI vek*. 2013. №4. Pp.56-65. (In russian)

Information about authors

Renat Kh. Muslimov – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor of Kazan (Volga region) Federal University. Currently Advisor of the President of Tatarstan on the development of oil and gas fields. Honored Geologist of the Russian Soviet Federated Socialist Republic. Member of the Russian Academy of Natural Sciences. Honored Scientist of the Republic of Tatarstan. 420008, Kazan, Russia, Kremlevskaya str., 18. Tel: +7(843)233-73-84

Yuriy A. Volkov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the OOO «TsSMRneft», Honored petroleum expert of the Tatarstan Republic 420061, Ershova str., 55-20, Kazan, Russia. Tel: +7(987)290-26-47

Государственное управление в сфере недропользования в Российской Федерации

Рассмотрены элементы государственного управления применительно к сфере недропользования: субъекты управления, объекты управления, цель управления и желаемые результаты; изложены правовые основы государственного управления отношениями недропользования; определены направления законодательного обеспечения государственного управления в области использования и охраны недр.

Ключевые слова: государственное управление, отношения недропользования, принципы государственного управления в сфере недропользования, проектирование разработки нефтяных месторождений.

Механизм государственного управления в сфере недропользования в Российской Федерации (РФ) является специфичным в силу того, что в пользование предоставляются специфичные объекты – участки недр, являющиеся государственной собственностью. Участником этих отношений является государство – в лице полномочных органов; при предоставлении участков недр в пользование недропользователями должны соблюдаться требования рационального использования и охраны недр, экологической, промышленной безопасности. В особенности должны соблюдаться требования проектов обустройства и проектов разработки месторождений полезных ископаемых. В целом отношения недропользования с точки зрения организации управления представляют сложный многогранный объект, этим обусловлены требующие решения современные проблемы управления. Например, можно отметить такой аспект проблемы управления отношениями недропользования, как организация управления в сфере проектирования разработки нефтяных месторождений. Так, в соответствии со ст. 23.2 закона РФ «О недрах» разработка месторождений полезных ископаемых и пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, осуществляются в соответствии с утвержденными техническими проектами. Технические проекты и вносимые в них изменения до утверждения подлежат согласованию с комиссией, которая создается федеральным органом управления государственным фондом недр, и в состав которой включаются представители органов государственного горного надзора и органов исполнительной власти в области охраны окружающей среды. Порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, устанавливается правительством РФ. Действующее законодательство о недрах не обязывает комиссию проводить экспертизу подобных проектов, и при этом совершенно не учитывается, что оценка соответствия предлагаемого к согласованию проекта не может быть произведена без его детального анализа, то есть без экспертизы.

В действующем российском законодательстве о недрах пока, к сожалению, не регламентируются в полной мере современные хозяйственные (предпринимательские) отношения в нефтегазовом секторе экономики, в том числе в сфере проектирования разработки нефтяных месторождений и, в частности, в сфере инновационного проектирования. Основное содержание, виды инновационного проек-

тирования разработки нефтяных месторождений в Республике Татарстан рассматривались в работах (Муслимов, 2010; Волков, 2009; Волков, Михайлов, 2012). Как отмечается, в настоящее время существует проблема организации экспертизы проектов, осуществления контроля в сфере недропользования. В связи с этим представляется целесообразным закрепить непосредственно в законе «О недрах» основные термины и понятия, цели, принципы правового регулирования отношений в сфере проектирования разработки месторождений, построить эффективную систему органов управления. Отдельные предложения по совершенствованию законодательства были сформулированы ранее (Салиева, 2013). Однако, реальных изменений в законодательном обеспечении этой сферы управления отношениями недропользования не произошло. Одной из причин является, на наш взгляд, сложность организации эффективного управления в специфичной сфере недропользования.

Под управлением в целом понимается сознательное целенаправленное воздействие со стороны субъектов, руководящих органов на людей и экономические объекты, осуществляемое с целью направить их действия и получить желаемые результаты (Райзберг и др., 2006). Из данного общего определения управления следует, что составными частями процесса управления (элементами) являются субъекты управления, объекты управления (люди и экономические объекты), цель управления и желаемые результаты. Рассмотрим указанные элементы применительно к управлению в сфере недропользования.

Субъекты управления отношениями недропользования определены в Законе РФ «О недрах». В соответствии со статьей 36 названного закона государственное управление отношениями недропользования осуществляется Президентом РФ, Правительством РФ, органами исполнительной власти субъектов РФ, а также федеральным органом управления государственным фондом недр и органами государственного горного надзора.

Полномочия Президента РФ определены нормами, содержащимися в главе 4 Конституции РФ. Так, в соответствии со статьей 80 Конституции РФ Президент в установленном Конституцией РФ порядке принимает меры по охране суверенитета Российской Федерации, ее независимости и государственной целостности, обеспечивает согласованное функционирование и взаимодействие органов государственной власти.

Порядок формирования и деятельности Правительства РФ, его полномочия закреплены в Конституции РФ и в Федеральном конституционном законе от 17 декабря 1997г.

N2-ФКЗ «О Правительстве Российской Федерации».

Государственное управление в сфере недропользования также осуществляется федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов РФ. К федеральным органам исполнительной власти относятся Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды), а также Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра), Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор). В субъектах РФ созданы министерства экологии и природных ресурсов либо соответствующие департаменты органов исполнительной власти в целях управления отношениями недропользования, входящими в сферу их полномочий согласно действующему законодательству.

Объектами управления в целом определяются люди и экономические объекты. В Законе РФ «О недрах» (ст.36 Закона) говорится о государственном управлении отношениями недропользования. Исходя из положений ст.36 Закона РФ «О недрах» в рассматриваемой сфере в качестве объектов управления можно выделить, на наш взгляд, отношения, указанные в преамбуле Закона РФ «О недрах». Как указано в законе, это отношения, возникающие в связи с геологическим изучением, использованием и охраной недр территории России, ее континентального шельфа, а также в связи с использованием отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, торфа, сапропелей и иных специфических минеральных ресурсов, включая подземные воды, рапу лиманов и озер. Фактически, отношения недропользования являются разнородными, в связи с этим можно выделить несколько аспектов управления отношениями недропользования:

- управление в связи с геологическим изучением недр территории Российской Федерации и ее континентального шельфа;
- управление в сфере использования недр, в том числе в сфере использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, торфа, сапропелей и иных специфических минеральных ресурсов, включая подземные воды, рапу лиманов и озер;
- управление в сфере охраны недр.

Перечисленные аспекты управления отношениями недропользования свидетельствуют о неоднородном характере объекта управления (отношений в сфере недропользования). Очевидно, что при таком неоднородном объекте сложно определить единую цель управления и желаемые результаты, в связи с этим требуется комплексный и системный подход при решении вопросов организации эффективного управления.

Отношения недропользования как сфера государственного регулирования и управления рассматриваются в нескольких государственных стратегических и программных документах: в Энергетической стратегии России до 2030г.; Стратегии развития геологической отрасли до 2030г.; в Основах государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года; в Основах государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования; в Долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на

основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья. Анализ нормативных правовых актов свидетельствует о том, что фактически существуют еще несколько аспектов управления в сфере недропользования.

Во-первых, недропользование и управление государственным фондом недр отнесены к числу основных составляющих государственной энергетической политики РФ, соответственно исходя из целей и задач энергетической политики в Энергетической стратегии России до 2030г. названы цели и соответствующие управленческие мероприятия. Определено, что стратегической целью государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр является обеспечение устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы для удовлетворения энергетических потребностей экономики страны и обеспечения экспорта энергоресурсов. В соответствии с этой целью разработана «дорожная карта», а в целях обеспечения комплексного геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ на основе передовых геологических, геофизических и геохимических технологий Указом Президента РФ от 15.07.2011 N 957 создана Росгеология.

Во-вторых, геологическая отрасль выделена как самостоятельный объект управления в соответствии с положениями Стратегии развития геологической отрасли (Распоряжение Правительства РФ от 21.06.2010 N 1039-р). Геологическая отрасль является базовой составляющей экономики страны, представляющей собой совокупность управленческих структур, производственных и научных организаций всех форм собственности, обеспечивающих потребности государства и общества в сфере геологического изучения территории РФ, ее континентального шельфа и акваторий внутренних морей, дна Мирового океана, Арктики и Антарктики, воспроизводства минерально-сырьевой базы страны, мониторинга и охраны недр.

Стратегической целью развития геологической отрасли до 2030 года является формирование высокоэффективной, инновационно ориентированной системы геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы, обеспечивающей решение поставленных задач на современном этапе и в долгосрочном периоде.

При реализации государственной политики необходимо также учитывать появление новых видов (нетрадиционных видов) месторождений стратегического сырья (например, сланцевая нефть, сланцевый газ, метан угольных пластов и др.), разработка которых ранее не осуществлялась, а одобренные государственными органами (в разных министерствах и ведомствах) принципы и подходы к их разработке отсутствуют. Очевидно, что выполнению перечисленных мероприятий должно способствовать дальнейшее развитие российского законодательства.

Следует отметить, что на сегодняшний день теоретические и практические проблемы, связанные с правовым регулированием отношений в топливно-энергетическом комплексе недостаточно изучены, пока не сложилась система законодательного обеспечения в сфере использования первичных источников энергии, не сложилось терминологическое единство в понимании первичных энергетических ресурсов. До сих пор остаются недостаточно урегулированными специфические отношения в сфере

проектирования, строительства, консервации и ликвидации сооружений, связанных с использованием недрами и именуемых в специальной литературе «горным имуществом», а также отношения, связанные с поиском, разведкой и разработкой месторождений сланцевой нефти, сланцевого газа и др.

В-третьих, недропользование рассматривается как составная часть минерально-сырьевого комплекса страны и в связи с этим недропользование охватывается в целом государственной политикой в области использования минерального сырья (Распоряжение Правительства РФ от 21.04.2003 N 494-р).

Приказом Минприроды РФ от 16.07.2008 N 151 была утверждена Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья, основная цель которой – обеспечение сбалансированного развития и использования минерально-сырьевой базы для удовлетворения потребностей (включая экспортные, экономики страны в минерально-сырьевых ресурсах, а также геополитических интересов Российской Федерации на длительную перспективу).

Распоряжением Правительства РФ от 26.03.2013 N 436-р утверждена государственная программа Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов», в которой отражена еще одна особенность: осуществление деятельности в этой сфере как государственными организациями, так и другими субъектами.

Как следует из преамбулы Закона РФ «О недрах» к сфере недропользования относятся не только отношения в сфере геологического изучения и использования недр, но также и отношения, связанные с охраной недр территории РФ, ее континентального шельфа, а также в связи с использованием отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств. В связи с этим при осуществлении управления в сфере недропользования необходимо также принимать во внимание экологические требования, а это сфера государственной экологической политики. Так, в Основах государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Президентом РФ 30.04.2012) определено, что стратегической целью государственной политики в области экологического развития является решение социально-экономических задач, обеспечивающих экологически ориентированный рост экономики, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов для удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, реализации права каждого человека на благоприятную окружающую среду, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности. Кроме того необходимы правила учета и использования отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, которые определяются как техногенные месторождения.

Таким образом, в государственных стратегических и программных документах выделяются такие важные аспекты управления отношениями недропользования, как:

– отнесение недропользования и управления государственным фондом недр к числу основных составляющих государственной энергетической политики РФ;

– выделение геологической отрасли как самостоятельного объекта управления в соответствии с положениями Стратегии развития геологической отрасли;

– рассмотрение недропользования как составной части минерально-сырьевого комплекса страны и в связи с этим отнесение вопросов недропользования в целом к сфере государственной политики в области использования минерального сырья;

– отнесение вопросов охраны недр к государственной экологической политике.

Полагаем, что можно обобщить стратегические цели энергетической политики, государственной политики в сфере недропользования и экологической политики государства и определить комплексно цели управления отношениями недропользования, это:

– обеспечение устойчивого, эффективного и экологически безопасного воспроизводства минерально-сырьевой базы для удовлетворения энергетических потребностей экономики страны и обеспечения экспорта энергоресурсов;

– формирование высокоэффективной, инновационно ориентированной системы геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы, обеспечивающей решение поставленных задач на современном этапе и в долгосрочном периоде;

– обеспечение воспроизводства и эффективного освоения минерально-сырьевой базы Российской Федерации в целях обеспечения устойчивого экономического развития России, повышения благосостояния ее граждан;

– организация рационального и комплексного использования минерально-сырьевых ресурсов в интересах нынешних и будущих поколений граждан России;

– защита геополитических интересов России, в том числе на мировом рынке минерального сырья;

– решение социально-экономических задач, обеспечивающих экологически ориентированный рост экономики, сохранение благоприятной окружающей среды, биологического разнообразия и природных ресурсов для удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений, реализации права каждого человека на благоприятную окружающую среду, укрепления правопорядка в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности.

Вместе с тем, несмотря на столь широкий охват аспектов управления в сфере недропользования, в действующем законодательстве не нашли четкого оформления вопросы управления отношениями собственности. В соответствии со статьей 1.2. Закона «О недрах» недра в границах территории Российской Федерации, включая подземное пространство и содержащиеся в недрах полезные ископаемые, энергетические и иные ресурсы, являются государственной собственностью. Вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся в совместном ведении РФ и субъектов РФ. А в статье 2 Закона установлено, что владение, пользование и распоряжение государственным фондом недр в пределах территории РФ в интересах народов, проживающих на соответствующих территориях, и всех народов РФ осуществляются совместно РФ и субъектами РФ.

Федеральные органы исполнительной власти и органы исполнительной власти субъектов РФ в пределах своих полномочий утверждают государственные программы

геологического изучения недр, воспроизводства минерально-сырьевой базы и рационального использования недр, по представлению федерального органа управления государственным фондом недр и под контролем органов представительной власти решают вопросы недропользования, охраны недр и охраны окружающей среды. При этом не определены механизмы осуществления совместного владения, пользования и распоряжения недрами и ресурсами недр как объектами собственности. Управление собственностью определяется как управление объектами федеральной, субфедеральной, муниципальной, частной собственности и отношениями по поводу принадлежности и использования объектов собственности с учетом права собственности и разделяется на управление распределением и перераспределением объектов собственности (приватизация, национализация, аренда) и управление функционированием, использованием объектов (Райзберг и др., 2006).

В действующем законодательстве не определены вопросы управления недрами и ресурсами недр как объектами государственной собственности при передаче в пользование участков недр субъектам предпринимательской деятельности, в том числе участникам простого товарищества, иностранным гражданам, юридическим лицам (ст. 9 Закона РФ «О недрах»). В ч.2 ст.36 Закона «О недрах» лишь установлено, что Федеральный орган управления государственным фондом недр и его территориальные органы не могут выполнять функции управления хозяйственной деятельностью предприятий, осуществляющих разведку и разработку месторождений полезных ископаемых либо строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, и заниматься коммерческой деятельностью. При этом остаются открытыми вопросы, связанные с управлением недрами и ресурсами недр как государственной собственностью, поскольку государство как собственник недр передает субъектам предпринимательской деятельности часть государственной собственности – участки недр, которые учитываются недропользователями в качестве активов.

Решению задач создания эффективной системы управления в сфере недропользования может способствовать опыт других стран. Как пример эффективного государственного управления, в частности, нефтегазовыми ресурсами можно привести законодательство Норвегии. Нефтяной сектор Норвегии обеспечивает пятую часть ВВП страны и внешнеторговый профицит в 14% за счет экспорта углеводородов. Основу современной структуры управления нефтегазовой отраслью Норвегии составляют ряд министерств, директоратов и агентств. Министерства формируют государственную стратегию и осуществляют законодательное регулирование в данной сфере. Общая ответственность за разработку норвежского континентального шельфа возложена на министерство нефти и энергетики. Его главная задача – обеспечение деятельности отрасли в соответствии с руководящими принципами, принятыми Стортингом (Парламентом) (СтайнарНьё, 2006). В статье 3 Закона Норвегии «О нефтяной деятельности» определено, что право на залежи углеводородов принадлежит государству. Залежи углеводородов должны управляться в интересах норвежского общества в целом. Управление должно способствовать развитию норвежской промышленности и должно осуществляться с должным вни-

манием к другим видам деятельности, к местной политике и к защите природы и окружающей среды (Закон Норвегии «О нефтяной деятельности»).

В юридической литературе отмечается, что в сфере недропользования в странах Западной Европы и Америки важными целями государственного управления становятся защита национальной горнодобывающей промышленности от колебания цен на минеральное сырье на мировых рынках, поддержание внутренних цен, стимулирование недропользования во вновь осваиваемых районах и пр. В приоритетных стратегических горнодобывающих отраслях осуществляются крупные проекты развития недропользования при активной государственной поддержке. Приоритет развития горнодобывающих отраслей привел к тому, что проведение в жизнь горных законов концентрируется в значительной мере в руках федерального правительства и специализированных горных министерств и ведомств (Клюкин, 2000).

В Модельном кодексе о недрах и недропользовании для государств-участников СНГ содержится раздел II. «Государственное управление и регулирование в области использования и охраны недр», в котором определены цель и задачи государственного управления и регулирования в области использования и охраны недр, основные начала государственного управления и регулирования в области использования и охраны недр, а также основные принципы государственного управления и регулирования в области использования и охраны недр. В частности, приведены такие принципы, как обеспечение экологической безопасности и безопасности населения; деятельность по использованию и охране недр как объект государственного управления и регулирования; государственные программы в области изучения, использования и охраны недр; государственный мониторинг недр; государственный учет запасов полезных ископаемых и иных ресурсов недр; государственная экспертиза в области изучения, использования и охраны недр; государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых; государственный кадастр техногенных месторождений; государственный баланс запасов полезных ископаемых; государственное нормирование в области использования и охраны недр; государственный учет и государственная регистрация работ по геологическому изучению недр; антимонопольное регулирование в области использования недр и другие. Содержание каждого принципа раскрыто в соответствующей статье Модельного кодекса. Так, например, по вопросам государственного управления недрами и ресурсами недр как объектами собственности определено следующее: «В соответствии с Конституцией государства недра являются носителем природных ресурсов, которые используются и охраняются как основа жизни и деятельности населения. Государство осуществляет управление государственной собственностью на недра и государственное регулирование деятельности по использованию и охране недр (ст.32 Модельного кодекса о недрах и недропользовании для государств-участников СНГ).

Исходя из значения энергоресурсов для экономики страны важно обеспечить комплексную и системную правовую основу, способствующую эффективному правовому регулированию отношений в сферах, связанных с использованием энергоресурсов. На основе приведенно-

го опыта управления в сфере недропользования и в целях повышения эффективности управления желательны усилить Закон РФ «О недрах» положениями об управлении отношениями собственности в рассматриваемой сфере и определить цель и задачи такого управления. Было бы правильным также закрепить принципы государственного управления и регулирования в сфере недропользования, как это предложено в Модельном кодексе. В целях совершенствования системы управления государственным фондом недр целесообразно четко определить полномочия федеральных органов исполнительной власти и органов управления субъектов Российской Федерации. Следует согласиться с тем, что в случае принятия предложенных Минприроды РФ дополнений в закон «О недрах» для оказания государственных услуг по экспертизе проектов разработки потребуется создание специализированного федерального бюджетного учреждения для осуществления соответствующих полномочий. Порядок создания нового государственного учреждения определен в Постановлении Правительства РФ от 26.07.2010г. №539. Создание такого органа управления целесообразно и отвечает государственным интересам в сфере осуществления управления отношениями недропользования. Для того, чтобы решить проблемы участия субъектов предпринимательской деятельности в сфере использования ресурсов недр, видимо, целесообразно идти по пути формирования организаций с преобладающим участием государства в уставном капитале организаций-недропользователей.

Литература

- Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. 2010. № 1. С. 12-16.
- Волков Ю.А. Об организации инновационного проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. *Нефть.Газ.Новации*. 2009. № 7. С. 22-26.
- Волков Ю.А., Михайлов В.Н. Актуальные задачи совершенствования научных основ проектирования разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 2012. Т. 46. № 4. С. 12-16.
- Закон РФ от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 «О недрах». *Ведомости Съезда народных депутатов РФ и Верховного Совета РФ*. 16 апреля 1992 г. N 16, ст. 834.
- Закон Норвегии от 22 марта 1985г. № 11 «О нефтяной деятельности». *Законодательство Норвегии по нефти и газу*. Эпицентр. Москва. 1999. С.97.

Клюкин Б.Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. М.: Городец-издат. 2000. С.45.

Модельный кодекс о недрах и недропользовании для государственных участников СНГ (Санкт-Петербург. 07.12.2002. Постановление 20-8). *Инф. бюл. XX плен. заседание Межпарламентской Ассамблеи государств-участников СНГ*. 2003. N 30 (Ч 2). С. 5-218.

Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Президентом РФ 30.04.2012). СПС Консультант Плюс.

Постановление Правительства Российской Федерации от 26 июля 2010 г. № 539 «Об утверждении Порядка создания, реорганизации, изменения типа и ликвидации федеральных государственных учреждений, а также утверждения уставов федеральных государственных учреждений и внесения в них изменений». *Собрание законодательства РФ*. 2010. № 31. Ст. 4238.

Приказ Минприроды РФ от 16.07.2008 N 151 «Об утверждении Долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья». СПС Консультант Плюс.

Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б. «Современный экономический словарь. ИНФРА-М. 2006.

Распоряжение Правительства РФ от 21.06.2010 N 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года». *Собрание законодательства РФ*. 28.06.2010. N 26. Ст. 3399.

Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года». *Собрание законодательства РФ*. 30.11.2009. N 48. Ст. 5836.

Распоряжение Правительства РФ от 21.04.2003 N 494-р «Об утверждении Основ государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования. *Собрание законодательства РФ*. 28.04.2003. N 17. Ст. 1637.

Распоряжение Правительства РФ от 26.03.2013 N 436-р «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов». *Собрание законодательства РФ*. 01.04.2013. N 13. Ст. 1601.

Салиева Р.Н. Проблемы правового регулирования в сфере осуществления инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений. *Нефть, газ, новации*. 2013. №1. С.69-74.

Стайнар Ньё. Управление нефтегазовыми ресурсами Норвегии. *Недропользование – XXI век*. 2006. №1. С.78-84.

Указ Президента РФ от 15.07.2011 N 957 (ред. от 02.11.2013) «Об открытом акционерном обществе «Росгеология». *Собрание законодательства РФ*. 18.07.2011. N 29. Ст. 4423.

Сведения об авторах

Роза Наильевна Салиева – доктор юр. наук, профессор, зав. лабораторией правовых проблем недропользования и экологии Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан.

420087, Казань, ул.Даурская, д.28. Тел.: (917) 893-30-57.

State Management in Subsoil Use in the Russian Federation

R.N. Salieva

Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences, sargus6@yandex.ru

Abstract. The elements of management in relation to the field of subsoil use are considered: management subjects, management objects, management objective and desired results; legal basis for state management of subsoil use relations is stated; directions of state management legislative support in the field of subsoil use and protection are determined.

Keywords: state management, subsoil use relations, principles of state management in the field of subsoil use, engineering of oil fields development.

References

- Muslimov R.Kh. On the standard of an oil fields development innovative design with the purpose of increase recoverable reserves. *Neftyanoe khozyaystvo* [Oil industry]. 2010. N 1. Pp.12-16.
- Volkov Yu.A. Ob organizatsii innovatsionnogo proektirovaniya razrabotki neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy [Organization of innovative design of oil and gas fields]. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2009. № 7. Pp.22-26.
- Volkov Yu.A., Mikhailov V.N. Critical tasks of the improvement of oil fields development design scientific basis. *Georesursy* [Georesources]. 2012. N 3. Pp.17-23. (In russian)
- Zakon RF ot 21 fevralya 1992 g. N 2395-1 «O Nedrakh» [Law of the Russian Federation «About Entrails»].

Визуальная оценка трещиноватости kernового материала с элементами геодинамической интерпретации (Западная Сибирь)

Статья посвящена анализу систем трещиноватости пород продуктивных пластов. Наиболее охарактеризованным kernовым материалом оказываются лишь интервалы уплотненных пород с низкой пористостью. Выделены типы керн при бурении: монолитный, дисковый, брекчированный, шламовый. Предложен простой метод визуальной оценки степень трещиноватости – разуплотненности kernового материала с элементами геодинамической интерпретации.

Ключевые слова: бурение, керн, трещиноватость, тип керн, вынос керн.

Изучению проблемы трещиноватости пород осадочного чехла на территории Западной Сибири и других нефтегазоносных областей уделяется недостаточно внимания (Гурари и др., 1966; Дюкалов, 1985; Щепеткин, Острый, 1968 и др.). Необходимо отметить, что распределение трещиноватости в продуктивных толщах месторождений углеводородов неравномерное, что, в свою очередь, оказывает значительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов. Развитие процессов трещинообразования осложняет вопрос детального изучения пород непосредственно по kernовому материалу. В процессе бурения скважин со вскрытием продуктивных горизонтов получение представительных образцов каменного материала часто осложняется низким выносом керн из трещиноватых интервалов разреза, а более высокий процент выноса керн характерен для плотных слабо трещиноватых интервалов пород. Разная степень выноса керн при бурении скважин с отбором керн приводит к тому, что наиболее охарактеризованным kernовым материалом оказываются лишь уплотненные, слабопроницаемые, с низкой пористостью интервалы пород.

Некоторый прогресс в увеличении выхода керн был достигнут при применении специальных снарядов и приспособлений типа Кембрий, Sekiuric, где диаметр выбуриваемого керн увеличен до 100 мм.

При дальнейших литолого-минералогических исследованиях kernового материала с различной системой трещиноватости (или это макротрещины, или микротрещины) для детальных оптико-микроскопических исследований выбираются более плотные слабо трещиноватые участки породы. Для изучения анализа пористости и проницаемости также отбираются участки только целых фрагментов керн с целью выбуривания из них цилиндрических фигур. Ввиду этого, наиболее высокопроницаемые трещиноватые интервалы разреза пород по скважине остаются неизученными, несмотря на то, что именно эти интервалы дают основной приток нефти при ИПТ и ПГИ. Привязка керн скважины по глубине во многих случаях также производится некорректно, так как не учитываются интервалы трещиноватости пластов и пропластков.

При документации керн скважин геологи зачастую не учитывают характер выхода керн на поверхность, который

Окончание статьи Р.Н. Салиевой «Государственное управление в сфере недропользования в Российской Федерации»

Zakon Norvegii ot 22 marta 1985 g. N 11 «O neftyanoy deyatelnosti» [Law of the Norway «About Oil activity»]. Zakonodatel'stvo Norvegii po nefi i gazu [Norwegian legislation on oil and gas]. Epitsentr. Moscow. 1999. 97p.

Klyukin B.D. Gornye otnosheniya v stranakh Zapadnoy Evropy i Ameriki [Mining relations in Western Europe and America]. Moscow: "Gorodets-izdat" Publ. 2000. 45p.

Model'nyy kodeks o nedrah i nedropol'zovanii dlya gosudarstvennykh SNG (Sankt-Peterburg. 07.12.2002. Postanovlenie 20-8) [Model lawbook of Subsoil for the CIS Member States]. *Informatsionnyy byulleten'. XX zasedanie Mezhpriparlamentnoy Assamblei gosudarstvennykh SNG* [Inf. Bull. XX session of the Interparliamentary Assembly of the CIS Member States]. 2003. N 30 (P.2). Pp.5-218.

Osnovy gosudarstvennoy politiki v oblasti ekologicheskogo razvitiya Rossiyskoy Federatsii na period do 2030 goda» (utv. Prezidentom RF 30.04.2012) [Principles of state policy in the field of environmental development of the Russian Federation for the period until 2030. Appr. by the President of the Russian Federation]. *SPS Konsul'tant Plyus* [Service network ConsultantPlus].

Prikaz Minprirody RF ot 16.07.2008 N 151 «Ob utverzhdenii Dolgosrochnoy gosudarstvennoy programmy izucheniya nedr i vosproizvodstva mineral'no-syr'evoy bazy Rossii na osnove balansa potrebleniya i vosproizvodstva mineral'nogo syr'ya» [Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation]. *SPS Konsul'tant Plyus* [Service network ConsultantPlus].

Rayzberg B.A., Lozovskiy L.Sh., Starodubtseva E.B. *Sovremennyy ekonomicheskiy slovar'* [Modern Dictionary of Economics]. "INFRA-M" Publ. 2006.

Sobranie zakonodatel'stva RF [Collection of Laws of the Russian Federation]. 2010. № 31. Art. 4238.

Sobranie zakonodatel'stva RF [Collection of Laws of the Russian Federation]. 2010. N 26. Art. 3399.

Sobranie zakonodatel'stva RF [Collection of Laws of the Russian Federation]. 2009. N 48. Art. 5836.

Sobranie zakonodatel'stva RF [Collection of Laws of the Russian Federation]. 2003. N 17. Art. 1637.

Sobranie zakonodatel'stva RF [Collection of Laws of the Russian Federation]. 2013. N 13. Art. 1601.

Salieva R.N. Legal Issues in the Implementation of the Innovative Design of Oil Field Development. *Neft'.Gaz.Novatsii* [Oil. Gas. Novation]. 2013. N1. Pp.69-74. (In russian)

Staynar N'e. Upravlenie neftegazovymi resursami Norvegii [Management of oil and gas resources in Norway]. *Nedropol'zovanie-XXI vek* [Utilization of Mineral Resources-XXI]. 2006. N1. Pp.78-84.

Ukaz Prezidenta RF ot 15.07.2011 N 957 (red. ot 02.11.2013) «Ob otkrytom aktsionernom obschestve «Rosgeologiya». *Sobranie zakonodatel'stva RF*, 18.07.2011, N 29, st. 4423.

Information about authors

Roza N. Salieva – Dr. Sci. (Jur.), Professor, Head of the laboratory for problems of legislation regulating relations in the sphere of subsoil use and ecology, Institute for problems of ecology and subsoil use of Tatarstan Academy of Sciences. 420087, Kazan, Russia, Daurskaya str., 28. Tel: +7(917) 893-30-57



Рис. 1. Текстура сжатия в баженовских отложениях типа «елка».

может иметь вид щебня или обломков породы, либо быть в форме монолитного столбика, либо песка и др. Нужно отметить, что наибольшую информацию о трещиноватости пород и отдельных пластов дает лишь первичное описание керна, а последующее камеральное описание распиленного каменного материала может восполнять или детализировать характеристики самой породы (Рис. 1).

Нами на основе многолетних работ по изучению керна в процессе бурения скважин с отбором керна и при дальнейшем камеральном описании керна разработана простая методика, которая позволяет визуально оценивать степень трещиноватости – разуплотненности кернового материала с элементами геодинамической интерпретации (Рис. 2).

Механизм деформации пород (дробление, измельчение и истирание) под воздействием бурового инструмента достаточно слабо изучен. Например, породы с низкой плотностью – глинистые и песчаные породы (отложения сеномана, Западная Сибирь), и более крепко сцементированные массивные песчаники будут по разному «трансформироваться» под воздействием бурового инструмента. Глинистые породы более пластичные с «открытой» системой трещиноватости; на дневную поверхность будут доставлены в виде отдельных комков, кусков. При бурении более плотных песчаников также с системой «открытой» трещиноватости породы будут подвергаться дроблению, измельчению, при этом дополнительным агентом разрушения песчаников могут служить мелкие обломки самой породы, попавшие в сферу действия буровой колонки. Нужно также отметить, что высокая скорость проходки повышает вынос керна для монолитных пород и понижает для трещиноватых и слабо трещиноватых пород.

Для монолитных типов керна характерен высокий вынос керна до 90-100%, и чаще они характеризуются субвертикальной системой трещиноватости, которые могут быть открытого или залеченного типа. Часто такие трещины могут быть выполнены (сцементированы) вторичными минералами без признаков смещения блоков пород. Возникновение такого типа трещиноватости может быть связано с силами горизонтального растяжения в породах.

Дисковая отдельность керна обычно связана с горизонтальной или субгоризонтальной трещиноватостью. Толщина дисков составляют от доли см до 5 см. Поверхности таких трещин ровные, также без следов смещения. Дисковая трещиноватость образуется уже после извлечения керна на дневную поверхность при снятии нагрузки на породу,

Форма выхода керна на поверхности типы трещиноватости пород	Выход керна (%)
 Монолитный керн	90-100
 Дисковый керн	60-90
 Брекчированный керн	15-60
 Шламовый тип керна	15-0

Рис. 2. Типизация керна в зависимости от выхода и трещиноватости.

которая на глубине находилась в напряженном состоянии под влиянием геостатического и бокового сжатия, при этом процесс раскалывания керна на дисковые отдельности сопровождается достаточно сильным треском.

Брекчированный керн отражает зону интенсивной трещиноватости и представлен крупными угловатыми кусками и обломками пород размерами от нескольких сантиметров и до мелкой «трухи». В таком типе керна часто обломки пород пронизаны кальцитовыми и пиритовыми прожилками. Такой тип трещиноватости керна более характерен для пород - покрывок продуктивных пластов углеводородов Среднего Приобья (Аухатов, 2001).

Шламовый тип выхода (с окатышами и гальками) наблюдается при проходке сильно трещиноватых интервалов с низким выходом кернового материала.

Согласно представлениям М.А. Камалетдинова, Ю.В. Казанцева, Т.Т. Казанцевой (Камалетдинов и др., 1984), формирование структур Западной Сибири происходило в результате надвиговых движений, с которыми связано происхождение зон разуплотнения – трещиноватости. Боковые геодинамические давления жестких массивов пород вызывают горизонтальные перемещения блоков пород, которые фиксируется в виде крупных пластин смещения. При этом жесткие массивы песчаных пород также подвергаются деформациям:

- с формированием открытых, разнонаправленных систем трещин,
- трещины, выполненные кальцитом,
- трещины с «зеркалами скольжения».

Такие процессы характерны для пород ряда месторождений; например керн, поднятый из пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения, скв. 110р, инт. 2533,69-2524,55 м по бурению, представлен трещиноватыми песчаниками. При этом песчаники участками карбонатизированы в виде отдельных полос. В изученном интервале керн состоит из отдельных обломков. Выделенный интервал на фазокорреляционных диаграммах акустического каротажа выделяется областью резкого нарушения хода линий фазовой корреляции. Полученный результат особенно важен для выделения трещиноватых зон в терригенных коллекторах.

В песчаниках наблюдаются трещины, выполненные пелитовым материалом, происхождение которого тесно связано с процессами лавинной седиментации, когда сползли целые слои песчаников, они растрескивались, и возникшие трещинки быстро заполнялись глинистым материалом из-за перепада давления. Поэтому трещины, возникшие в ходе осадконакопления, скорее всего не влияют на трещинную проводимость песчаных коллекторов.

При первичном описании керна предложенный способ диагностики зон разуплотнения пород обязателен, так как он дает возможность представить в полном объеме петрофизическую неоднородность пластов в коренном залегании на глубине, т.е. способность этих пород разрушаться под воздействием бурового инструмента. Макро изучение ядерного материала свидетельствует, что по разрезу скважин могут быть выделены как основные типы керна (Рис. 2), так и их промежуточные классы. В предложенной типизации керна приведены наиболее часто встречаемые типы без учета влияния вторичных процессов переработки пород, таких как окремнение, кабонатизация и глинизация.

Ни в коем случае нельзя утверждать, что предложенная простая методика распознавания степени разуплотнения пород является достаточной, единственно возможной. При документации керна, сопоставленного с данными ГИС, предложенный способ является важнейшим дополнительным признаком интерпретации аномалий, связанных с развитием систем трещиноватости и зон разуплотнения.

Литература

Аухатов Я.Г. Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь). *IV научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО»*. Ханты-Мансийск: «Путиведь». 2001. С. 399-401.

Аухатов Я.Г. Трещиноватость покрышки и коллекторов пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье). *Сб. тез. докладов XII научно-практ. конф. молодых ученых и специалистов ТюменНИИгипрогаза*. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз». 2004. С.23-26.

Гурари Ф.Г., Конторович А.Э., Острый Г.Б. О роли дизъюнктивных нарушений в процессе формирования залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях Западно-Сибирской низменности. *Геология нефти и газа*. 1966. №2. С.5-11.

Дюкалов В.А. О дизъюнктивной тектонике и закономерности размещения залежей нефти Среднего Приобья. *Научные основы поисков и разведки нефтяных месторождений*. М: 1985. С.42-46.

Камалетдинов М.А., Казанцев Ю.В., Казанцева Т.Т. Механизм формирования нефтегазовых структур Западно-Сибирской плиты. Кн.: Тектоника молодых платформ. М: Наука. 1984. С.77-94.

Щепеткин Б.В., Острый Г.Б. Микротрещиноватость пород мезозойского чехла Западно-Сибирской низменности. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1968. №1.

Сведения об авторах

Аухатов Ян Гакихович – старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета

Ситдикова Ляля Мирсалиховна – канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18. Тел: (843) 238-84-71.

Исаев Георгий Дмитриевич – директор ООО НИЦ «Сибгеонафт»

630071, Новосибирск, ул. Фасадная 18-2. Тел: (383) 350-24-04

Visual Assessment of Core Material Fracturing with Elements of Geodynamic Interpretation (Western Siberia)

Ya.G. Aukhatov¹, L.M. Sitdikova¹, G.D. Isaev²

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russia, sitdikova8432@mail.ru

²ООО НИЦ «Сибгеонафт», Novosibirsk, Russia

Abstract. This article analyzes the fracturing system of reservoir rocks. The most characterized core material is only intervals of consolidated rock with low porosity. The following types of core at drilling are allocated: monolithic, disc, brecciated, slurry. A simple method of visual assessment of fracturing degree – core material decompression with elements of geodynamic interpretation is suggested.

Keywords: drilling, core, fracturing, core type, core recovery.

References

Aukhatov Ya.G. Effect of thrust movements on character of the productive strata structure of the Tevlinsko-Russkinskoye field (Middle Ob region, Western Siberia). *IV nauchno-prakt. konf. «Puti realizatsii neftegazovogo potentsiala KhMAO»* [IV Sci. Conf. «Ways of implementation of Khanty-Mansiysk oil and gas potential»]. Khanty-Mansiysk: Putived' Publ. 2001. Pp.399-401. (In russian)

Aukhatov Ya.G. Fracture of seal and collectors of formation BS 102-3 Tevlinsko- Russkinskoye field (Middle Ob). *Tezisy dokladov XII nauchno-prakt. konf. molodykh uchenykh i spetsialistov TyumenNIIGiprogaza* [Proc. Sci. and Pract. Conf. of young scientists and specialists TyumenNIIGiprogaз]. Tyumen: «TyumenNIIGiprogaз» Publ. 2004. Pp.23-26. (In russian)

Gurari F.G., Kontorovich A.E., Ostryy G.B. On the role of disjunctive fault in the process of oil and gas accumulation in the Jurassic and

Cretaceous sediments of the West Siberian Plain. *Geologiya nefi i gaza* [Oil and gas geology]. 1966. №2. Pp.5-11. (In russian)

Dyukalov V.A. On the disjunctive tectonics and regularity of distribution of oil reservoirs of Middle Ob. *Nauchnye osnovy poiskov i razvedki neftyanykh mestorozhdeniy* [Scientific basis of prospecting and exploration of oil fields]. Moscow: 1985. Pp.42-46. (In russian)

Kamaletdinov M.A., Kazantsev Yu.V., Kazantseva T.T. Mechanism of formation of oil and gas structures of the West Siberian plate. *Tektonika molodykh platform* [Tectonics of young platforms]. Moscow: "Nauka" Publ. 1984. Pp.77-94. (In russian)

Schepetkin B.V., Ostryy G.B. Microfracturing of rocks of Mesozoic cover of the West Siberian Plain. *Neftegazovaya geologiya i geofizika* [Petroleum Geology and Geophysics]. 1968. №1. (In russian)

Information about authors

Yan G. Aukhatov – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga region) Federal University

Lyalya M. Sitdikova – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor of the Department of Regional Geology and Mineral Resources, Kazan (Volga region) Federal University 420008, Russia, Kazan, Kremlevskaya str., 18.

Tel: +7(843) 238-84-71.

Georgiy D. Isaev – Director of the ООО НИЦ «Сибгеонафт» 630071, Russia, Novosibirsk, Fasadnaya str., 18-2.

Tel: +7(383) 350-24-04

Применение стохастического моделирования для оценки зависимости коэффициента охвата заводнением от показателей макронеоднородности

В работе рассматривается проблема обеспечения полного охвата пластов процессом заводнения. Выполнена серия расчетов по стохастическим моделям, получена зависимость коэффициента расчлененности от коэффициента песчаности, выполнена оценка влияния размера линз на характер этой зависимости. На основе результатов стохастического моделирования построен график зависимости коэффициента охвата заводнением от коэффициента расчлененности и показано, что коэффициент охвата заводнением пласта зависит как от коэффициента песчаности, так и от коэффициента расчлененности. Это свидетельствует о важности учета влияния этих показателей макронеоднородности пласта при проектировании разработки нефтяных месторождений.

Ключевые слова: стохастическое моделирование, неоднородность, коэффициент расчлененности, коэффициент песчаности, коэффициент заводнения, песчаное тело, линза.

Проблема обеспечения более полного охвата пластов процессом заводнения становится с каждым годом все более актуальной. Сложное строение нефтяных залежей затрудняет полное дренирование всего объема залежи, особенно полный охват вытеснением нефти водой через нагнетательные скважины в добывающие. Очень часто нефтеносные пласты состоят из хаотически расположенных проницаемых песчаных (терригенных) или известняковых и непроницаемых слоев, линз и пропластков. Иногда расчлененность пластов достигает 20 пропластков в пределах разреза одной скважины. В частности, горизонт D_1 Ромашкинского месторождения представлен песчано-алевролитовыми продуктивными породами, которые переслаиваются с непроницаемыми глинистыми алевролитами и аргиллитами. Количество проницаемых пластов в скважинах колеблется от 1-2 до 11-12 (при среднем 6-8). Пласты чрезвычайно изменчивы по толщине и не выдержаны по площади. Диаграммы электрокаротажа по двум соседним скважинам, пробуренным на расстоянии нескольких сотен метров друг от друга, часто имеют совершенно различный характер. Такая сложная картина значительно затрудняет корреляцию разрезов скважин (Бадьянов, 1964).

Довольно часто отдельные пропластки, входящие в объекты разработки, могут не охватываться заводнением, и, следовательно, из них не вытесняется нефть. Неравномерное обводнение отдельных нефтяных скважин даже при их строго упорядоченном расположении на нефтеносной площади месторождения приводит к тому, что в пласте остаются нефтенасыщенные зоны, неохваченные заводнением.

Коэффициент охвата заводнением оказывает существенное влияние на коэффициент извлечения нефти в целом. Он зависит от геологических и технологических факторов.

Технологическими факторами являются: система разработки, темп ввода залежи или месторождения в разработку, темп отбора нефти.

Геологическими факторами являются макронеоднородность залежей и изменчивость фильтрационных и емкостных характеристик пласта (пористость, проницаемость). Макронеоднородность характеризуется латеральной изменчивостью эффективной толщины пласта, зна-

чение которой зависит от пространственного распределения коллекторов и неколлекторов в пределах продуктивного горизонта. Основными показателями макронеоднородности служат коэффициент песчаности ($K_{пес}$), показывающий соотношение коллекторов и неколлекторов в общем объеме эксплуатационного объекта, и коэффициент расчлененности ($K_{рас}$), характеризующий вертикальную неоднородность продуктивного горизонта или объекта разработки. Коэффициент расчлененности вычисляется путем подсчета числа прослоев-коллекторов в разрезе скважины. В целом по объекту производят суммирование проницаемых прослоев по всем скважинам, а затем делят их на число скважин. Коэффициент расчлененности равен единице, если весь продуктивный горизонт состоит из одного пласта-коллектора. Чем больше количество проницаемых пропластков в разрезе каждой скважины, тем выше значение $K_{рас}$. Это увеличивает вероятность прерывания входящих в пласт пропластков, соответственно снижается выдержанность пласта.

Совместное использование коэффициентов расчлененности и песчаности позволяет составить представление о макронеоднородности разреза. Чем больше коэффициент расчлененности и меньше коэффициент песчаности, тем выше макронеоднородность объекта.

Основная цель работы заключалась в определении степени влияния этих показателей макронеоднородности на коэффициент охвата пласта заводнением.

В работах (Бадьянов, 2010; Бадьянов и др., 1984; Методическое руководство по расчету коэффициентов..., 1986) представлена формула для определения коэффициента охвата заводнением:

$$K_{зав} = 1 - \frac{Z}{3} \frac{P(1-P)(0.427 + 0.733P - 0.826P^2)}{\exp[13.19(P - 0.60)^2]},$$

$$\begin{cases} 0 \leq Z \leq 3 \\ 0 \leq P \leq 1 \end{cases} \quad (1)$$

где P – вероятность наличия коллектора (коэффициент песчаности); Z – безразмерное расстояние между зоной нагнетания и отбора.

Аналитическая формула была получена А.Н. Юрьевым (Бадьянов и др., 1984) путем моделирования на стохастических моделях (моделировалась четырехкратная про-

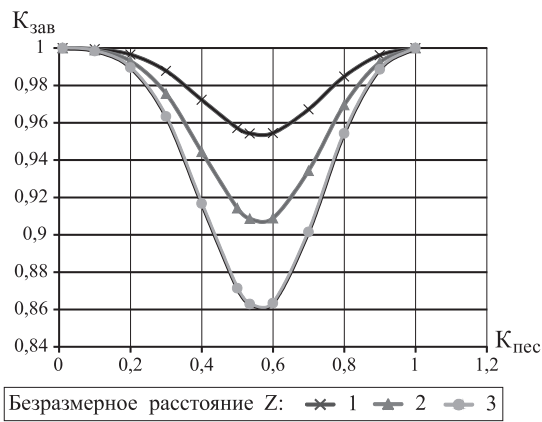


Рис. 1. Зависимость коэффициента заводнения от коэффициента песчаности.

мывка объема пор). Коэффициент заводнения был получен аппроксимацией отношения добытой нефти к запасам в связанной области пласта при различных значениях P и Z . Представленная зависимость наглядно показывает влияние геологического фактора (коэффициент песчаности P) и технологического фактора (безразмерное расстояние между зоной нагнетания и отбора Z) на эффективность разработки, в данном случае на коэффициент заводнения. График зависимости представлен на рис. 1. На данном графике видно наличие экстремума при значении коэффициента песчаности примерно 0,53. Это связано с максимальным усложнением геометрии связанной области при данном значении.

Как уже отмечалось, на усложнение геологического строения пластов влияет их расчлененность в совокупности с песчаностью. Поэтому было решено провести анализ зависимости коэффициента расчлененности ($K_{рас}$) от коэффициента песчаности ($K_{пес}$) с применением стохастического моделирования. В качестве метода стохастического моделирования выбран объектный метод Composite, который заключается в случайном распределении литологических тел (объектов) с определенной геометрией и размерами. Примеры объектов для моделиро-

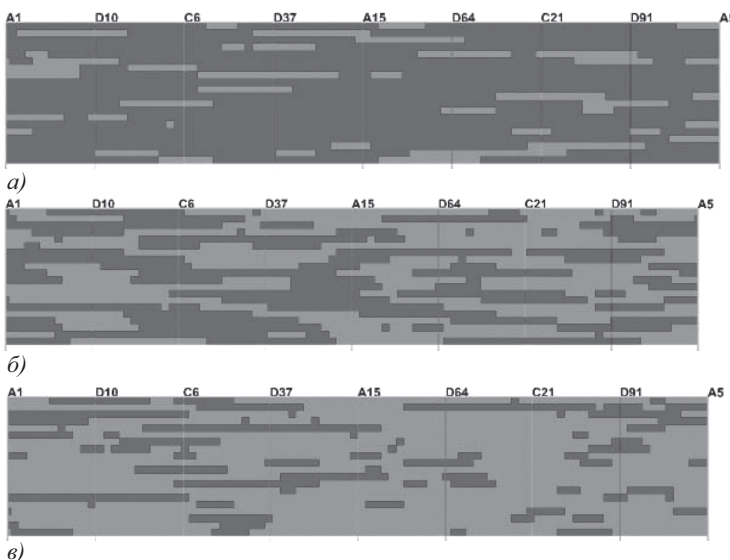


Рис. 2. Пример геологических профилей по линиям скважин с различными характеристиками неоднородности: а) $K_{пес} = 0,2$; $K_{рас} = 3,1$; б) $K_{пес} = 0,6$; $K_{рас} = 5,11$; в) $K_{пес} = 0,8$; $K_{рас} = 3,85$ (светло-серым цветом – коллектор, темно-серым – неколлектор).

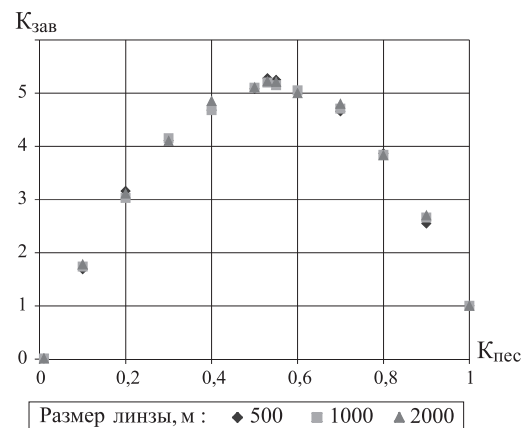


Рис. 3. Зависимость коэффициента расчлененности от коэффициента песчаности.

вания: литологические и фациальные тела (конусы, эллипсы, прямоугольники), каналные русловые структуры. В качестве параметра моделирования использовался дискретный параметр литологии (0 – неколлектор, 1 – коллектор). Куб литологии формировался случайным образом, но с учетом таких важных параметров неоднородности, как песчаность и размеры песчаных тел (линз). В качестве геометрической формы объекта был принят эллипс. Шаг сетки модели равнялся 50 м, количество слоев – 20. Первоначально расстояние от кровли до подошвы составляло 20 м. Геометрические размеры линз (длина, ширина, высота) распределялись по нормальному закону. В качестве средних значений вероятностного распределения принимались принятые характерные размеры. Коэффициент песчаности изменялся в пределах от 0 до 1, в качестве характерных (средних) размеров линз принимались значения от 500 до 2000 м. Высота линзы фиксировалась значением в один метр.

Скрипт для вычисления коэффициента расчлененности написан на встроенном языке программирования IPL пакета Irap RMS. Расчлененность определялась в каждом вертикальном наборе ячеек куба путем суммирования количества пропластков и представлялась в виде поля. Осреднением этого поля получали искомое среднее значение коэффициента расчлененности в целом по кубу.

Примеры геологических профилей кубов литологии с различными значениями коэффициента песчаности наглядно демонстрируют зависимость коэффициента расчлененности от этого параметра неоднородности (Рис. 2). Самая сложная геометрия связанной области коллектора представлена на рис. 2, б.

Результаты проведенных экспериментов представлены на рис. 3. Как видим, наблюдается четкая взаимозависимость этих параметров макронеоднородности пласта. Причем зависимость не зависит от размеров линз. Это говорит о масштабной инвариантности (фрактальности) прерывистых пластов (Мирзаджанзаде и др., 2004).

Все остальные эксперименты по определению взаимовлияния коэффициентов было решено проводить при размере линз 500 м. Другим параметром, влияющим на расчлененность является толщина пласта. Толщина пласта изменялась от 1 до 30 м. Полученные графики представлены на рис. 4.

В результате многочисленных экспериментов была

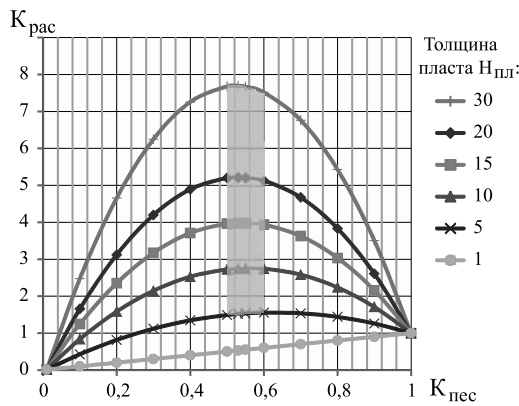


Рис. 4. Зависимость коэффициента расчлененности от коэффициента песчаности при различных значениях толщины пласта ($h_l = 1$).

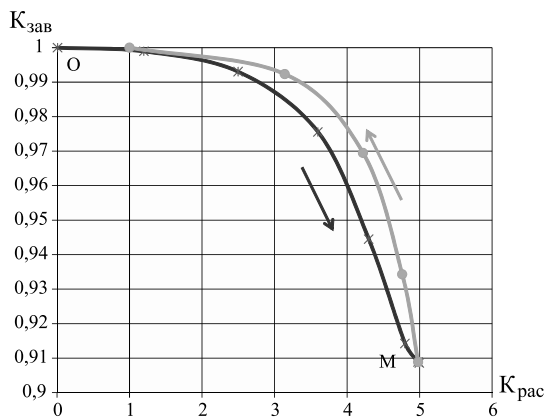


Рис. 5. Зависимость коэффициента охвата заводнением от коэффициента расчлененности.

получена аналитическая формула:

$$K_{рас} = \frac{(H_{пл} - h_l)}{h_l} (1,02 K_{пес} - 1,01 K_{пес}^2 - 0,01) + K_{пес}, \quad (2)$$

где $H_{пл}$ – толщина пласта, м; h_l – минимальная высота линзы, представляющей продуктивный пласт, м; $K_{пес}$ – коэффициент песчаности, д. ед.

На графиках (Рис. 4) видно, что одно и то же значение $K_{рас}$ возможно при двух значениях $K_{пес}$, кроме максимального значения расчлененности. Экстремум функции при $H_{пл} \rightarrow \infty$ достигается при $K_{пес} = 0,5$. Изменение толщины пласта до 5 м незначительно смещает положение экстремума вправо (на рис. 4 отмечено областью серого цвета). Как мы видим, диапазон экстремумов этой функции совпадает с экстремумом функции (1). Это подтверждает максимально сложное строение связанной области в точках экстремумов. Начиная с толщины пласта 5 м и до 1 м, максимальное значение функция принимает при изменении $K_{пес}$ от 0,6 до 1 соответственно. Коэффициент расчлененности равен единице при полном заполнении пласта коллектором ($K_{пес} = 1$). При толщине пласта, равной толщине линзы, график зависимости представляет из себя прямую. Это самый нижний график на рис. 4. Коэффициент расчлененности в этом случае будет равен коэффициенту песчаности и не опустится ниже значения $K_{пес}$.

Исходя из уравнений (1) и (2) можно построить график зависимости коэффициента заводнения от коэффициента расчлененности (Рис. 5). График этой зависимости напоминает петлю гистерезиса. Стрелками обозначено увеличение песчаности. Сначала, от точки О происходит уве-

личение песчаности от 0 до критического значения расчлененности, при котором наблюдается максимальное усложнение литологического строения пласта. Это светлая кривая графика. При дальнейшем увеличении песчаности увеличение происходит не по прежней траектории, а по траектории со значениями выше прежних значений и сходится в одной точке при $K_{пес} = 1$. Этой траектории соответствует темная кривая графика. Важной точкой на этом графике является точка М. Она соответствует минимальному значению коэффициента заводнения по формуле (1) и максимальному значению коэффициента расчлененности по формуле (2). Этот график был построен для безразмерного расстояния между зоной нагнетания и отбора $Z = 2$, толщины пласта $H_{пл} = 20$ м и толщины линзы $h_l = 1$ м. Изменение этих параметров изменит положение точки М на графике. Но характер зависимости коэффициента заводнения от коэффициента расчлененности остается всегда неизменным.

Выводы

1. В результате стохастического моделирования получено уравнение зависимости коэффициента расчлененности от коэффициента песчаности прерывистого пласта при фиксированной толщине литологического тела (линзы).

2. Определено, что размер линзы не влияет на характер этой зависимости, что говорит о масштабной инвариантности (фрактальности) прерывистого пласта.

3. Подтверждено наличие экстремума (максимального значения $K_{рас}$) при $K_{пес} = 0,53-0,6$, что подтверждает сложное строение коллектора при этих значениях.

4. На основе результатов стохастического моделирования построен график зависимости коэффициента охвата заводнением от коэффициента расчлененности.

5. Показано, что коэффициент охвата заводнением пласта зависит как от коэффициента песчаности, так и от коэффициента расчлененности. Это свидетельствует о важности учета влияния этих показателей макронеоднородности пласта при проектировании разработки нефтяных месторождений.

Литература

Бадьянов В.А. Методика корреляции продуктивных пластов в условиях значительной фациальной изменчивости (на примере горизонта D_1 Ромашкинского месторождения). *НТС ВНИИ по добыче*. М. 1964. Вып. 24. С. 3-5.

Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромысловой геологии. Тюмень. 2010. 135 с.

Бадьянов В.А., Ревенко В.М., Юрьев А.Н., Закомолдина Н.М. Исследование влияния прерывистости пласта на коэффициент охвата процессом вытеснения. *Проблемы нефти и газа Тюмени*. 1984. Вып. 61. С. 31-33.

Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86. М. 1986. 254 с.

Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Москва-Ижевск: ИКИ. 2004. 368с.

Сведения об авторах

Арслан Валерьевич Насыбуллин – доктор техн. наук, начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем.

Рамиль Зайтунович Саттаров – ведущий инженер отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем.

Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» 423230, Бугульма, ул. М. Джалиля д. 32. Тел: (85594) 786-41.

В.Н. Михайлов^{1,2}, М.Р. Дулкарнаев³, Ф.С. Салимов³, Ю.А. Волков¹¹ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ, Казань, yua@csmr.ru²ООО «КНТЦ «Недра», Казань, MikhailovVN@mail.ru³ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Козалым, Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

Интервальная оценка достоверности параметров интерпретации кривой восстановления давления с учетом и без учета переходного участка

На основе численного моделирования проанализировано влияние на результаты интерпретации кривой восстановления давления (КВД) следующих факторов: продолжительность остановки скважины; учет начального переходного участка, наличие которого обусловлено послепритоком жидкости; учет участка кривой изменения давления до остановки скважины. Изучение влияния перечисленных факторов на результаты интерпретации осуществлялось путём интервальной оценки достоверности определяемых параметров. Показано, что использование предлагаемого алгоритма интерпретации КВД позволяет существенно повысить точность определения параметров пласта и призабойной зоны по сравнению со стандартными методиками интерпретации, которые не учитывают в полной мере переходной участок КВД и историю работы скважины. Кроме того, наличие интервальной оценки достоверности определяемых параметров позволяет более обоснованно использовать результаты ГДИС при настройке гидродинамических моделей и при подборе скважин для проведения обработки призабойной зоны.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, методика интерпретации КВД, алгоритмы и программы для интерпретации гидродинамических исследований, достоверность результатов интерпретации гидродинамических исследований.

В настоящее время определение состояния призабойной зоны пласта осложняется тем, что характерный участок кривой восстановления давления (КВД), обусловленный влиянием скин-фактора, может иметь очень маленькую продолжительность или отсутствовать вовсе. Разумеется, влияние скин-фактора при этом никуда не ис-

чезает, но оно маскируется сильным влиянием ствола скважины. Это наиболее характерно для добывающих скважин механизированного фонда, среди которых из-за увеличенной продолжительности послепритока число скважин с такими «малоинформативными» КВД может достигать 50%.

Окончание статьи А.В. Насыбуллина, Р.З. Сатарова «Применение стохастического моделирования для оценки зависимости коэффициента охвата»

Application of Stochastic Simulation to Estimate the Dependence of Sweep Efficiency on Macroheterogeneity Indicators

A.V. Nasybullin, R.Z. Sattarov

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) OAO «Tatneft», Bugulma, Russia, ramsat@tatnipi.ru

Abstract. A series of calculations on stochastic models was made. Dependence of number of permeable intervals on net-to-gross ratio was obtained. Impact of lenses size on the character of this dependence was estimated. Based on the results of stochastic simulation dependency diagram of sweep efficiency on number of permeable intervals was built. It is shown that sweep efficiency depend both on net-to-gross ratio and number of permeable intervals. This fact demonstrates the importance of taking into account these of formation macroheterogeneity indicators when designing oilfield development.

Keywords: stochastic simulation, heterogeneity, number of permeable intervals, net-to-gross ratio, sweep efficiency, sand body, lens.

References

Bad'yanov V.A. Metodika korrelyatsii produktivnykh plastov v usloviyakh znachitel'noy fatsial'noy izmenchivosti (na primere gorizonta D1 Romashkinskogo mestorozhdeniya) [Correlation technique for productive formations under the conditions of facies variation (the horizon D1, Romashkinskoye oil field)]. *NTS VNII po*

dobyche. Moscow. 1964. Is.24. Pp.3-5.

Bad'yanov V.A. Metody komp'yuternogo modelirovaniya v zadachakh neftepromyslovy geologii [Methods of computer modeling in the oil-field geology]. Tyumen. 2010. 135p.

Bad'yanov V.A., Revenko V.M., Yur'ev A.N., Zakomoldina N.M. Issledovanie vliyaniya preryvistosti plasta na koeffitsient okhvata protsessom vytesneniya [Influence of discontinuity formation process by a coverage factor of repression]. *Problemy nefti i gaza Tyumeni* [Problems of oil and gas in Tyumen]. 1984. Is.61. Pp.31-33.

RD 39-0147035-214-86. Metodicheskoe rukovodstvo po raschetu koeffitsientov izvlecheniya nefti iz neдр [Methodological guidance on the calculation of the oil recovery coefficients]. Moscow. 1986. 254p.

Mirzadzhanzade A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. Modelirovanie protsessov neftegazodobychi [Modelling of processes of oil and gas production]. Moscow-Izhevsk: "IKI" Publ. 2004. 368p.

Information about authors

Arslan V. Nasybullin – Dr. Sci. (Engin.), Head of the Department of Information Technologies and reservoir modeling systems.

Ramil Z. Sattarov – Leading engineer of the Department of Information Technologies and reservoir modeling systems.

Tatar Oil Research and Design Institute OAO «Tatneft». 423236, M. Djalil str., 32, Bugulma, Russia. Tel: +7 (85594) 78-627.

Исходные данные:	
0.062	Радиус скважины (R_w), м
10	Толщина пласта (H), м
1.00E-05	Упругость пласта ($\beta \cdot m$), бар ⁻¹
50	Пластовое давление P_k , атм
250	Радиус контура питания (R_k), м
10	Гидропроводность пласта (ϵ), Д*см/спз
0	Скин-фактор
0.01	Эффективное сечение скважины (S_z), м ²
1000	Плотность флюида (ρ), кг/м ³
0.1019	Кэф.ствола скважины ($C=S_z/g/\rho$), м ³ /атм
0.6539	Кпрод, м ³ /сут/атм
20	Дебит до остановки, м ³ /сут
22.222	Время работы до остановки, час

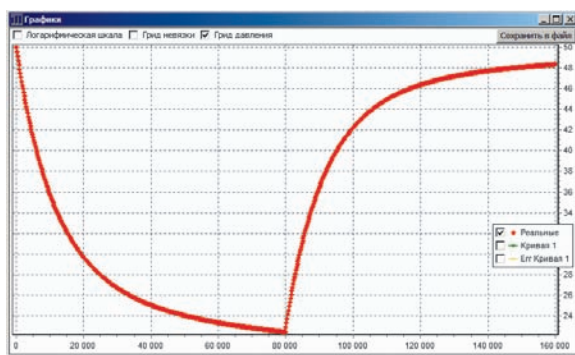
Таблица 1. Параметры тестовой модели.

Другой проблемой является интерпретация КВД при компрессировании скважин. Результаты интерпретации таких КВД на основе традиционных методик недостоверны из-за отсутствия данных о дебите скважины в процессе компрессирования.

На основе численного моделирования нами было проанализировано, каким образом можно повлиять на точность определения фильтрационных параметров пласта и призабойных зон. Рассмотрены следующие факторы.

1. Продолжительность остановки скважины. Считается, что увеличение продолжительности остановки скважины при регистрации КВД позволяет более точно оценить пластовое давление и фильтрационные параметры пласта. К сожалению, увеличение продолжительности приводит к увеличению стоимости исследования. Кроме того, увеличение продолжительности регистрации КВД вряд ли поможет уточнить параметры призабойной зоны, если из-за увеличенной продолжительности послепритока на кривой КВД отсутствует участок, обусловленный влиянием скин-фактора, или если отсутствует качественная информация о режимах работы скважины до ее остановки на исследование. Также увеличение продолжительности регистрации КВД может оказаться неинформативным при наличии влияния соседних скважин. Эти соображения позволяют многим исследователям ставить задачу определения оптимальной продолжительности исследования. Мы, естественно, также не можем оставить без внимания данный вопрос.

2. Учет при интерпретации начального переходного участка КВД, обусловленного послепритоком жидкости

Рис. 1. «Фактическая» кривая изменения давления модельной системы. С 0 до 80000 сек скважина работает с дебитом 20 м³/сут. С 80000 до 160000 сек скважина остановлена.

из пласта в остановленную скважину. Как правило, этот участок исключается из интерпретации. Это аргументируют тем, что данный участок не несет полезной информации о параметрах пласта и призабойной зоны, а определяется практически полностью процессами, происходящими в самой скважине. Эти процессы достаточно сложны. Для их более точного моделирования необходимо учитывать изменение зенитного угла скважины и внутреннего диаметра колонны, процессы перераспределения нефти воды и газа в процессе работы и после остановки скважины, возможную негерметичность обратного клапана насоса и др. Между тем для моделирования процессов в скважине могут использоваться и более простые модели. Законно поставить вопрос, насколько учет или не учет начального переходного участка КВД может повлиять на точность определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны? Естественно, предположить учет при интерпретации переходного участка может оказаться очень полезным для повышения точности определения параметров призабойной зоны в тех случаях, когда зона влияния скин-фактора находится внутри переходной зоны и полностью замаскирована влиянием скважины.

3. Учет при интерпретации КВД участка кривой изменения давления до остановки скважины. Хорошо известно, что вид КВД сильно зависит от режима работы скважины до остановки. Как правило, при интерпретации предполагается, что до остановки скважина работала в установившемся режиме с постоянным дебитом. При этом величина дебита и продолжительность работы скважины определяются весьма приблизительно на основе других промысловых данных (эксплуатационные карточки скважин). Особенно проблематична интерпретация КВД после возбуждения скважины методом компрессирования, что обусловлено сильно нестационарным режимом работы скважины и отсутствием достоверных данных о дебите скважины в период времени, непосредственно предшествующий остановке скважины. В связи с этим была поставлена задача выяснить, насколько отсутствие достоверных данных о режимах работы скважины до ее остановки влияет на точность определения параметров пласта и призабойной зоны, и насколько эта точность может быть улучшена, если учитывать при интерпретации КВД участок



Рис. 2. Результаты интерпретации по варианту Г (не учитывается переходной участок).

кривой изменения давления до остановки скважины.

Чтобы проанализировать влияние перечисленных выше факторов на точность интерпретации была проведена интервальная оценка достоверности определения параметров пласта и призабойной зоны при различных сочетаниях факторов.

Для получения интервальной оценки достоверности интерпретации генерировалось множество решений обратной задачи, для которых максимальное отклонение расчетной кривой КВД от «фактической» не превышает заданной величины (в данном случае 0.05 атм). Из этого ансамбля решений выбиралось два решения, характеризующихся минимальным и максимальным значением анализируемого параметра, которые и принимались в качестве интервальной оценки данного параметра.

В качестве «фактической» КВД использовалась кривая изменения давления (Рис. 1), рассчитанная при параметрах, значения которых представлены в Табл. 1.

Были рассмотрены варианты интерпретации, перечисленные ниже в порядке уменьшения точности определения параметров:

Вариант А – максимальная продолжительность исследования, максимально используется вся доступная информация. Продолжительность остановки скважины на КВД 22.22 часа (80000 сек); учитывается вся кривая изменения давления до остановки скважины и переходной участок КВД.

Вариант Б – то же, что вариант А, но на переходном участке КВД имеются скачки давления, обусловленные негерметичностью обратного клапана или другими причинами; на нарушенном участке интерпретация проводится в режиме заданного давления;

Вариант В – уменьшена продолжительность исследования. Продолжительность остановки скважины на КВД 11.11 часа (40000 сек); учитывается вся кривая изменения давления до остановки скважины и переходной участок КВД.

Вариант Г – не учитывается переходной участок. Продолжительность остановки скважины на КВД 22.22 часа (80000 сек); учитывается вся кривая изменения давления

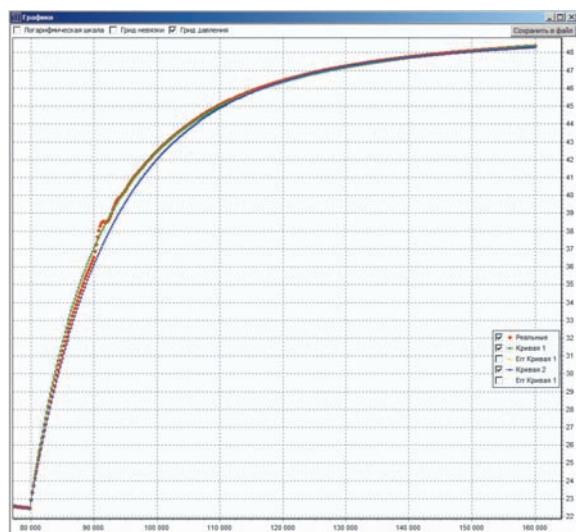


Рис. 3. Изменение КВД в результате скачков давления на переходном участке, обусловленных негерметичностью обратного клапана насоса. Модельные кривые 1 и 2 те же самые, что на рис. 2.

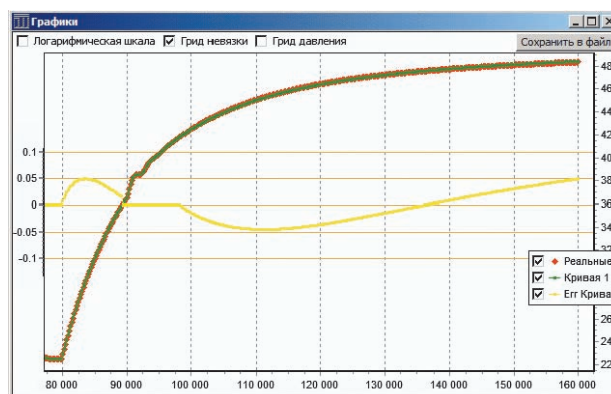


Рис. 4. Результаты интерпретации по варианту Б (со скачками давления).

до остановки скважины, переходной участок КВД (от 80000 до 110000 сек) не учитывается.

Вариант Д – вариант интерпретации близкий к стандартному. Продолжительность остановки скважины на КВД 22.22 часа (40000 сек), не учитывается переходной участок КВД (от 80000 до 100000 сек), не учитывается кривая изменения давления до остановки скважины. Но вариант Д, все-таки, существенно точнее стандартного, так как в дополнение к стандартному варианту интерпретации учитывается начальное давление в момент остановки скважины.

На рис. 2 показаны результаты интерпретации по варианту Г (не учитывается переходной участок). Показано два варианта интерпретации. Видно, что они полностью совпадают с «фактической» КВД в интервале от 110000 до 160000 сек, но заметно отличаются на начальном переходном участке КВД.

Особый интерес представляет рассмотрение варианта В со скачками давления на переходном участке КВД. Наличие подобных «дефектных» КВД не редкость, оно может быть обусловлено негерметичностью обратного клапана насоса, процессами расслоения водо-газо-нефтяной смеси в стволе скважины или другими причинами. Принято считать, что наличие подобных дефектов делает нецелесообразным учет при интерпретации переходного участка КВД. Наши исследования показали, что эта точка зрения, кажущаяся, на первый взгляд, вполне логичной, на самом деле является в корне ошибочной.

Дело в том, что любые скачки давления на забое скважины (независимо от их причины) оказывают влияние на дальнейший ход кривой КВД.

Следовательно, именно интерпретация такой КВД без учета переходной зоны будет приводить к систематическим ошибкам в определении параметров пластовой системы. На рис. 3 видно, что обе модельных кривых расположены существенно ниже фактической кривой. Это неизбежно приведет к систематическим ошибкам в определении параметров пластовой системы.

Для минимизации негативного влияния скачков давления на нарушенном участке интерпретация проводится в режиме заданного давления. На рисунках 4 и 5 показаны графики погрешности аппроксимации, не превышающей 0.05 атм, и модельного значения дебита, рассчитанного на участках, интерпретированных в режиме заданного давления. Естественно, что погрешность аппроксимации давления на этих участках равна 0. Видно, что рассчитанное модельное значение дебита также достаточно близко к ис-

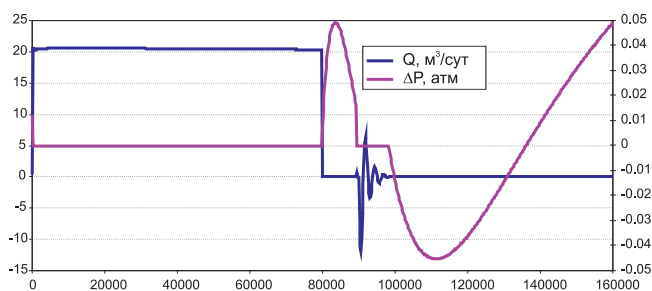


Рис. 5. Результаты интерпретации по варианту Б (со скачками давления). Показаны погрешность аппроксимации, не превышающая 0.05 атм, и модельное значение дебита, рассчитанное на участках, интерпретированных в режиме заданного давления. Погрешность аппроксимации давления на этих участках равна 0.

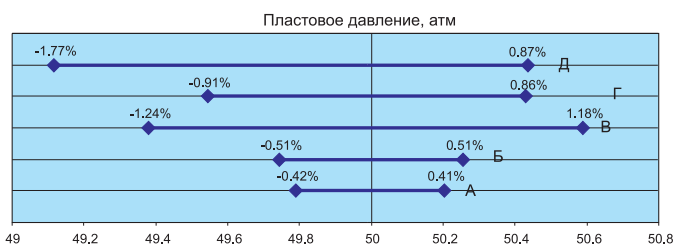


Рис. 6. Интервальная оценка пластового давления по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 50 атм.

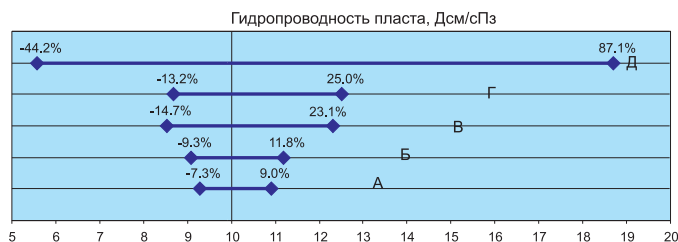


Рис. 7. Интервальная оценка гидропроводности пласта по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 10 Д*см/спз.

тинному значению (20 м³/сут).

В конечном итоге для всех вариантов проведены расчеты интервальной оценки достоверности определения параметров пласта и призабойной зоны (пластовое давление, гидропроводность пласта, коэффициент продуктивности, скин-фактор). Соответствующие графики приведены на рис. 6-9.

Анализ представленных графиков (Рис. 6-9) позволяет сделать следующие выводы:

1) Точнее всего по результатам интерпретации КВД определяется пластовое давление (максимальная погрешность 1.77%).

2) Наименее точно могут быть определены скин-фактор (максимальная погрешность -2.56 и +4.37 д.е.) и гидропроводность пласта (максимальная погрешность -44.2% и +87.1%).

3) Со средней точностью может быть определен коэффициент продуктивности скважины, исключение – вариант Д (максимальная погрешность -22.56% и +32.09%).

4) Наилучший результат (вариант А) по всем параметрам достигается при максимальной продолжительности исследования с учетом переходного участка КВД и с учетом кривой изменения давления, зарегистрированной непосредственно до остановки скважины.

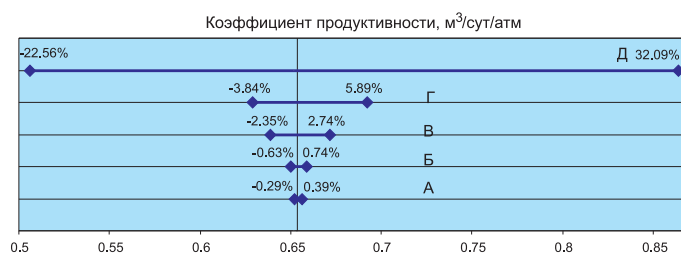


Рис. 8. Интервальная оценка коэффициента продуктивности по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 0.6539 м³/сут/атм.

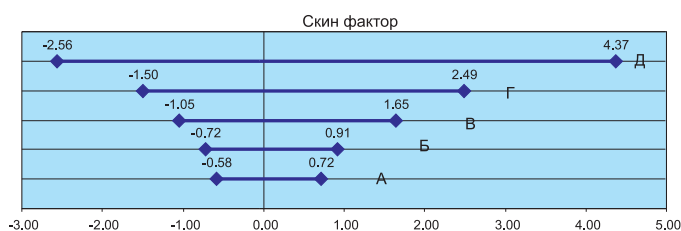


Рис. 9. Интервальная оценка скин-фактора по вариантам А, Б, В, Г, Д при максимальной невязке $\Delta P=0.05$ атм. Фактическое значение – 0.

5) Наличие непродолжительных скачков давления средней амплитуды (вариант Б, рис. 4, 5) несущественно сказывается на точности интерпретации, при условии что интерпретация ведется с учетом переходного участка КВД и с учетом кривой изменения давления, зарегистрированной непосредственно до остановки скважины. В противном случае, наличие скачков давления приводит к систематическому искажению параметров пластовой системы (Рис. 3).

6) Существенно более сильно на качество интерпретации влияет продолжительность исследования при остановленной скважине (Вариант В). Так уменьшение продолжительности исследования в два раза с 22.22 часов до 11.11 часов при прочих равных условиях ухудшает интервальную оценку определения скин-фактора с $[-0.58; +0.72]$ до $[-1.05; +1.65]$ или 2.08 раза. Интервальная оценка определения гидропроводности ухудшается с $[-7.3%; +9.0%]$ до $[-14.7%; +23.1%]$ или 2.32 раза. Интервальная оценка определения коэффициента продуктивности ухудшается с $[-0.29%; +0.39%]$ до $[-2.35%; +2.74%]$ или 7.5 раз.

7) Однако, оказалось, что существенно более сильно, чем продолжительность исследования, на качество интерпретации влияет неучет переходного участка КВД (Вариант Г). Так уменьшение эффективной продолжительности исследования за счет неучета переходного участка КВД всего лишь на 37.5% $(=(110000-80000)/(160000-80000))$ ведет к гораздо более ощутимым последствиям, чем просто уменьшение продолжительности исследования в два раза. Следовательно, за счет применения усовершенствованных методик интерпретации данных можно существенно уменьшить продолжительность исследования, увеличив при этом точность определения параметров пласта и призабойной зоны. По сравнению с вариантом В при расчетах по варианту Г ухудшилась интервальная оценка всех параметров, кроме пластового давления, интервальная оценка которого стала не намного (в 1.37 раза) точнее, изменившись с $[-1.24%; 1.18%]$ до $[-0.91%; 0.86%]$.

8) Хуже всего оказался вариант близкий к стандартному (вариант Д), то есть когда при интерпретации не учи-

тывается переходной участок КВД и не учитывается кривая изменения давления до остановки скважины. Несмотря на то, что уменьшение эффективной продолжительности исследования за счет неучета переходного участка КВД составило всего лишь 25% ($= (100000 - 80000) / (160000 - 80000)$), он по всем параметрам за исключением пластового давления оказался много хуже остальных вариантов. Полученные нами интервальные оценки гидропроводности и коэффициента продуктивности для варианта Д показывают точность в 4 раза хуже по сравнению с вариантом Г, в 40 раз хуже по сравнению с вариантом Б, и в 80 раз в сравнении с вариантом А, изменившись с [-3.84%; 5.89%], [-2.35%; 2.74%] и [-0.29%; 0.39%] до [-22.56%; 32.09%], соответственно.

9) Таким образом, численное моделирование показало, что использование предлагаемого алгоритма интерпретации КВД, теоретически позволяет при прочих равных условиях в несколько раз повысить точность определения фильтрационных параметров пласта и призабойной зоны по сравнению со стандартными методиками интерпретации, которые не учитывают в полной мере переходной участок КВД и историю работы скважины. Дополнительным преимуществом является возможность получения интервальной оценки достоверности параметров интерпретации, что позволит более обосновано использовать результаты ГДИС при настройке гидродинамических моделей и при подборе скважин для проведения ОПЗ. Примеры использования данной методики для переинтерпретации КВД кон-

кретных скважин приведены в работе (Михайлов и др., 2013). При этом получена существенно лучшая сходимость расчетных кривых КВД с фактическими по сравнению с результатами первоначальной интерпретации.

Литература

Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С. Уточнение фильтрационных параметров пласта и призабойных зон нефтедобывающих скважин с учетом переходного участка КВД и с интервальной оценкой достоверности параметров интерпретации. *Тр. между. научно-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии»*. Казань. 2013. С.359-364.

Сведения об авторах

Вячеслав Николаевич Михайлов – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «КНТЦ»Недра», зам. директора ООО «ЦСМРнефть» по геологии и разработке. 420061, Казань, ул. Зинина, 1-26. Тел: (917) 289-97-15

Марат Рафаилевич Дулкарнаев – главный геолог Фарид Сагитович Салимов – начальник отдела повышения нефтеотдачи

ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» 628482, ХМАО-Югра, Когалым, ул. Широкая, 40. Тел: (34667) 6-40-51, 6-40-06

Юрий Андреевич Волков – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан, заслуженный нефтяник РТ. 420061, Россия, Казань, Н.Ершова, 55-20. Тел: (987) 290-26-47

Interval Estimation of Reliability of Pressure Recovery Curve Interpretation Parameters with and without Consideration of the Transition Section

V.N. Mikhaylov^{1,2}, M.R. Dulkarnaev³, F.S. Salimov³, Yu.A. Volkov¹

¹ООО «TsSMRneft», Kazan, Russia, yua@csmr.ru

²ООО «KNTTS» «Nedra», Kazan, Russia, MihailovVN@mail.ru

³ООО «Povkhneftegaz» «LUKOIL-West Siberia», Kogalym, Russia, Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

Abstract. Based on numerical simulations the influence on the results of pressure recovery curve interpretation was analyzed: well shutdown duration; consideration of initial transition section, presence of which is determined by after-flow of the fluid; consideration of pressure curve up to well shutdown section. Study of the influence of the above factors on the interpretation results was carried out by the interval estimation of determined parameters reliability.

It is shown that using the proposed algorithm of pressure recovery curve interpretation can significantly improve the accuracy of reservoir parameters and the bottom hole zone determination compared to standard methods of interpretation, which do not fully take into account the transition section of the pressure recovery curve and history of well operation. Furthermore, presence of interval estimation of determined parameters reliability allows using dynamic well testing results more justified way when setting hydrodynamic models and selecting wells for bottom hole treatment.

Keywords: dynamic well testing, methods of pressure recovery curve interpretation, algorithms and programs for interpretation of hydrodynamic studies, reliability of the interpretation results of hydrodynamic studies.

References

Mikhaylov V.N., Dulkarnaev M.R., Salimov F.S. Utochnenie fil'tratsionnykh parametrov plasta i prizaboynykh zon nefte dobyvayuschikh skvazhin s uchedom perekhodnogo uchastka KVD i s interval'noy otsenkoy dostovernosti parametrov interpretatsii [Clarifying of filtration reservoir parameters and bottom zones of oil wells with the transitional area KVD and interval estimation of reliability of interpretation parameters]. *Trudy Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Problemy povysheniya effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na pozdney stadii»* [Proc. Int. Sci. and Pract. Conf. «Problems of improving the efficiency of oil fields development in the later stage»]. Kazan. 2013. Pp.359-364.

Information about authors

Vyacheslav N. Mikhaylov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «KNTTS» «Nedra», Deputy Director for Geology of the ООО «TsSMRneft». 420061, Russia, Kazan, Zinina str., 1-26. Tel: +7(917) 289-97-15

Marat R. Dulkarnaev – Chief Geologist Farid S. Salimov – Head of the Enhanced Oil Recovery Division ООО «Povkhneftegaz» «LUKOIL-West Siberia» 628482, Kogalym, Russia, Shirokaya str., 40. Тел: +7 (34667) 6-40-51

Yuriy A. Volkov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Director of the ООО «TsSMRneft», Honored petroleum expert of the Tatarstan Republic 420061, Ershova str., 55-20, Kazan, Russia. Tel: +7 (987)290-26-47