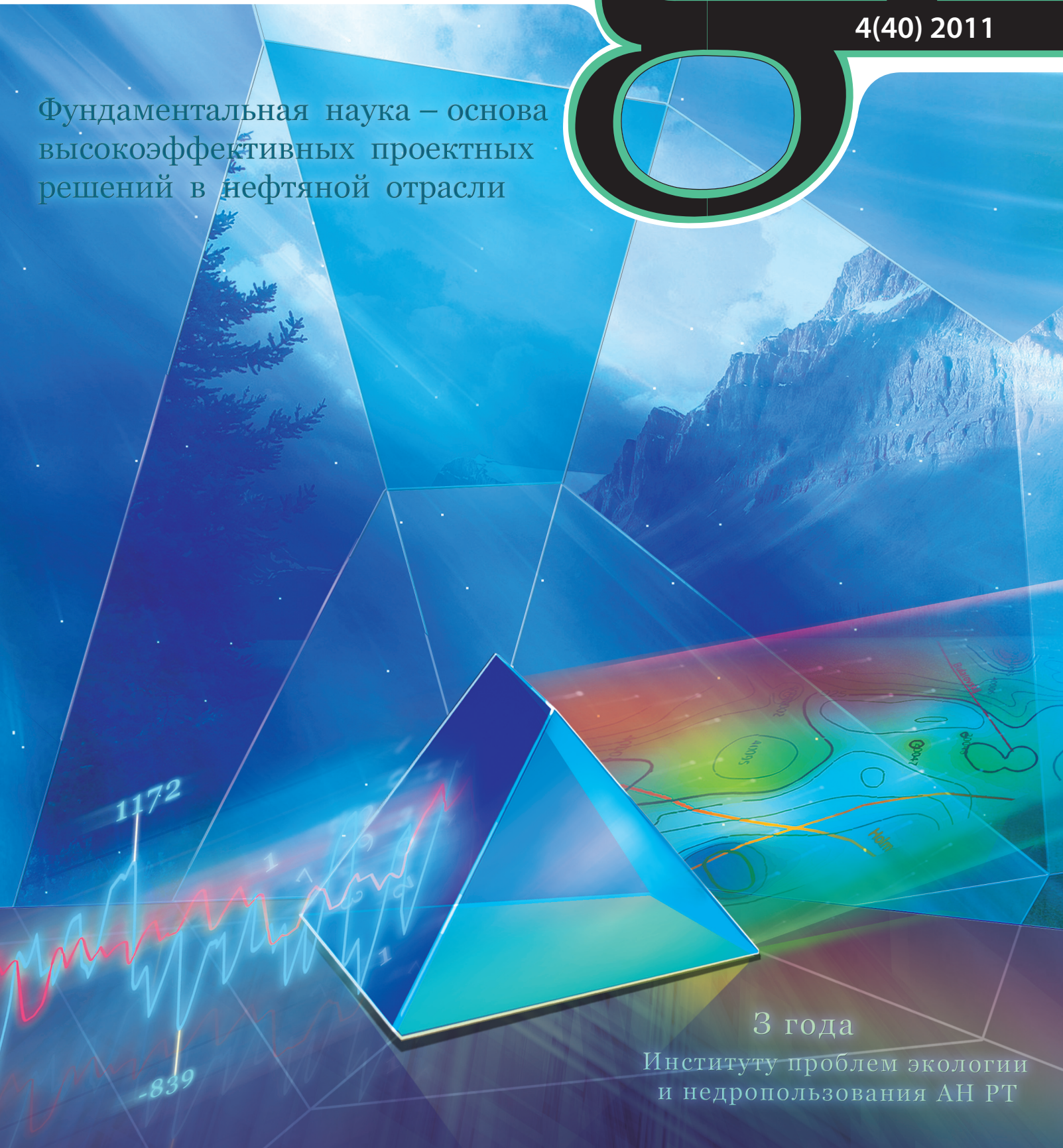


ISSN 1608-5043

научно-технический журнал Георесурсы

4(40) 2011

Фундаментальная наука – основа
высокоэффективных проектных
решений в нефтяной отрасли



3 года

Институту проблем экологии
и недропользования АН РТ

INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENCE

- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Татарское геологоразведочное управление
 ОАО «Татнефть»

Редакционная коллегия:

Главный редактор – А.В. Христофоров

e-mail: NKhristo@ksu.ru

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

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчуринов, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запивалов, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

Редакционный совет:

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Кринари, Р.Х. Масагутов, И.Н. Плотнокова, Р.К. Садыков, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

Группа маркетинга и дизайна:

Заместители главного редактора:

Д.А. Христофорова, e-mail: Daria.Khr@mail.ru

А.В. Николаев, e-mail: Navan@inbox.ru

Технический редактор: В.Н. Малинина.

Верстка: И.С. Абросимова. Дизайн: А.А. Люкшин.

Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия

Россия: Тел\факс: +7 843 2924454

Великобритания: Voice\Fax:+44 7092 195840 (UK)

США: Voice\Fax:+1 435 304 9361 (USA)

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

Издательство Казанского университета

Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия

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

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

Журнал включен в международную систему цитирования **Georef**

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

Подписано в печать 01.06.2011. 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

И.А. Ларочкина

Перспективы развития нефтедобычи в Республике Татарстан 2

Р.Р. Ганиев

В фарватере современной геологической науки 6

Р.Р. Ганиев

Повышение эффективности геолого-разведочных работ на девонские продуктивные отложения за счёт адресного уплотнения профилей сейсморазведки 8

И.А. Ларочкина, И.Ф. Валеева, В.А. Сухова

К вопросу о рациональной методике поисков залежей нефти в терригенном девонском комплексе 12

Н.А. Докучаева, Андреева Е.Е.

Оценка возможностей локализации объектов, перспективных на поиски ловушек углеводородов в отложениях рифейско-вендского комплекса на северо-востоке Республики Татарстан 18

А.Г. Баранова, Ю.М. Арефьев

Детальная послонная корреляции каширских продуктивных пластов для повышения достоверности подсчета запасов нефти 21

И.А. Ларочкина, Р.Р. Ганиев, Т.А. Капкова, Е.Н. Михайлова

Палеотектоническая характеристика территории как структурный критерий для прогнозирования перспектив нефтеносности терригенного девонского комплекса 23

И.А. Ларочкина, Е.Н. Михайлова, И.П. Новиков

Бобриковские врезы как объекты высокоэффективной разработки месторождений (на примере Ульяновского месторождения) 26

И.А. Ларочкина, С.П. Новикова

О причинах низкой заполняемости ловушек нефти в тульско-бобриковских отложениях на северо-востоке Татарстана 29

Д.В. Булыгин, Р.Ф. Марданов, Р.Р. Ганиев

Структурные построения при создании компьютерных моделей залежей нефти 32

С.Е. Валеева, Ю.М. Арефьев, А.Г. Баранова

Влияние модели построения нефтенасыщенных толщин на границе литологического замещения продуктивного пласта на геологические запасы нефти 23

Р.Р. Ганиев, Е.Е. Андреева, Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик, С.Е. Валеева

Новейшие web-технологии, используемые для развития информационно-архивной системы КИА 26

Р.Р. Ганиев, Г.А. Анисимов

Выполнение задач геологоразведки и мониторинга разработки месторождений с помощью геоинформационных систем 29

Р.Р. Садреева

Характер изменения коллекторских свойств пород турнейского яруса в зоне развития визейских врезов 32

Книги

Геологические основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений. *Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р.* 20

На обложках

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Определение перспектив нефтеносности территории на основе фундаментальных научных исследований – основа стратегического планирования нефтедобычи.

Ключевые слова: поднятие, ловушка, залежь, сейсморазведка, запасы, коллектор.

Стратегия развития нефтедобычи будь то нефтегазоносный бассейн, его часть, или лицензионный участок недр может строиться исключительно на достоверной геологической основе – на базовых принципах глобального геологического подхода, который включает фундаментальные геологические познания в области геологии и методологии поисков месторождений нефти.

В то же время логический подход в стратегическом планировании должен непременно учитывать состояние изученности территории, её перспективность, в соответствии с которой рассчитывается рентабельность нефтедобычи.

Итак, какие же геологические результаты позволили уточнить представления о геологическом строении и перспективах нефтеносности территории республики за последний период времени? Какие новые открытия совершаются и какие реалии развития нефтедобычи в республике они отражают? Где проходит рубикон между высокоперспективным востоком и малоперспективным западом? И на что могут рассчитывать геологи в западной части республики?

Ответы на все эти вопросы дают фундаментальные геологические исследования, проводимые в Институте проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (ИПЭН АН РТ).

Прежде всего, о перспективах западной части республики. Сюда, на эти земли, трижды (1949-1952, 1969-1974, 2005-2008 годы) выходили с дорогостоящим глубоким бурением и только в 2009-2010 гг. компании – недропользователи сдали лицензии на западные и отчасти центральные участки недр республики.

Причиной принятия неэффективных решений послужило отсутствие комплексного научного подхода, позволяющего реально оценить действительные перспективы нефтегазоносности различных тектонических зон центральных и западных районов Татарстана. Была постановка отдельных мелких тем, которые обладали похожестью на научные исследования, носили поверхностный характер и отвечали на вопрос: есть ли поднятия? Да, есть! Но не было ответа, да и вопрос такой не задавался, а есть ли ловушки, способные улавливать, аккумулировать и сохранять углеводороды?

Научное обоснование и исчерпывающая полнота аргументации о крайне невысокой перспективности недр западной части республики были получены в работе, выполненной большим коллективом производственников и ученых Академии наук Республики Татарстан.

Результаты геологоразведочных работ последних шести лет (2005-2010 гг.) особенно четко дали понять, что основные перспективы нефтедобычи связаны с восточными землями республики (Рис. 1). Диапазон этажей нефтеносности продуктивных горизонтов, их количество, плотность запасов нефти продуктивного разреза чехла на единицу площади и многое др., уменьшаются в направлении с юго-востока республики на северо-запад, запад. Изменяются физические свойства и химический состав нефти: в аналогичном направлении происходит их постепенное утяжеление, наблюдается рост плотности, содержания серы и асфальтенов.

И все это находится в прямой зависимости от развития различных категорий флюидоупоров продуктивных горизонтов!

В соответствии с характером нефтеносного ареала на территории Татарстана полюсом нефтенакпления в разрезе палеозойских отложений служит исключительно её восточная часть. Центральным звеном здесь являются Южно-Татарский свод во главе с Ромашкинским месторождением.

Составной частью центрального звена является также юго-восточный склон Северо-Татарского свода. Нефтеносность разреза в целом в этой зоне охватывает преимущественно девонско-каменноугольные продуктивные комплексы. Здесь сосредоточены крупнейшие, крупные и средние месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Первый периферийный пояс окружает центральное звено с востока и определяют его восточный и юго-восточный склоны Южно-Татарского свода, западная бортовая зона Сарапульского прогиба; для него также характерны преимущественно девонско-каменноугольные залежи, но уже меньших размеров.

Первый периферийный пояс к западу от центрального звена нефтенакпления составляют западный склон Южно-Татарского свода, восточный борт Мелекесской впадины и восточная часть вершины Северо-Татарского свода. Диапазон нефтеносности включает преимущественно каменноугольные и пермские отложения, причем для каменноугольных отложений характерны залежи промышленной значимости в более молодых образованиях карбона, в верейском и каширско-гжельском нефтегазоносных комплексах. Девонские продуктивные горизонты содержат здесь, как правило, мельчайшие залежи.

Еще западнее находится второй западный или крайний периферийный пояс нефтеносности, территориально

включающий осевую и западную бортовую зону Мелекесской впадины, юго-восточный борт Казанско-Кировского прогиба. Здесь нефтеносен казанский битумный комплекс, содержащий тяжелую окисленную нефть.

В Казанско-Кировском инверсионном прогибе в качестве потенциально продуктивного горизонта по всем необходимым критериям нефтеносности могут просматриваться лишь горизонты терригенной толщи девона. С точки зрения элементарных условий, необходимых для аккумуляции и сохранения нефти, ни один другой продуктивный горизонт осадочной толщи палеозойских отложений ими просто не обладает. В отношении перспектив каких-либо других горизонтов с геологических позиций не может быть иллюзий! При этом неперемным условием для накопления углеводородов в мощной толще терригенного девона, которая здесь зафиксирована, необходимо одно – единственное условие: её мощность должна быть соизмеримой с амплитудой поднятия, и только в этом случае создаются условия для формирования ловушек в данной толще. Однако прописанные условия могут складываться в редких ситуациях.

Итак рубеж, за который заходить не имеет смысла и который является границей высокоперспективных земель Татарстана, проходит по западному ограничению восточного борта Мелекесской впадины и восточной половине Северо-Татарского свода. Западнее этой линии выявление единичных, крайне редких, однопластовых и мельчайших по запасам залежей в современных условиях налогообложения добычи нефти нерентабельны.

Предшествующие настоящему времени результаты геологоразведочных работ на территории Республики Татарстан оцениваются как высокоэффективные.

За период 2005-2010 гг. в республике выявлено 52 новых месторождения нефти, в том числе 40 в девонско-каменноугольных отложениях, 1 в пермских и 11 месторождений сверхвязких нефтей в пермском комплексе впервые поставлены на государственный баланс.

В настоящее время на территории республики открываются в соответствии с общепринятой классификацией запасов мелкие и очень мелкие месторождения. В частности, средние извлекаемые запасы на одно вновь выявленное месторождение в продуктивных горизонтах девонско-каменноугольных отложений составляют 260 тыс. т, запасы сверхвязкой нефти соответственно около 1,85 млн.т. Основная доля вновь открытых месторождений в продуктивных горизонтах девонско-каменноугольных отложений относится к категории очень мелких, с вариациями извлекаемых запасов от нескольких десятков тысяч тонн до 400-500 тыс. т. Новые месторождения представляют собой объекты, состоящие преимущественно из одно-двухпластовых залежей, нефтесодержащие породы представлены как терригенными, так и карбонатными коллекторами примерно в равной степени. Все выявленные месторождения по геологическому строению относятся к категории сложных и очень сложных, так как характеризуются невыдержанностью мощностей и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу, наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами.

Однако случаются и геологические сюрпризы. При довольно высокой средней изученности территории глу-

боким бурением, кстати, надо заметить, очень неравномерной, были и значимые открытия. Как пример, в эти годы на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода открыта целая группа близрасположенных друг к другу уникальных месторождений – Мензелинское, Тимеровское, Ольгинское – каждое с извлекаемыми запасами C_1 от 1,4 млн.т до 3,0 млн.т. Последнее открыто в 2010 г. Все они размещаются в высокоперспективной северо-восточной части Татарстана, или как выше было обозначено - в северной части центрального звена нефтенакопления. Эти высокые ловушки контролируются высокоамплитудными поднятиями, до 250-350 м, биогермного генезиса и обладают соответствующими этажами нефтеносности.

Общий прирост запасов за 2005-2010 гг. составил 200,7 млн. т (Рис. 2), в том числе за счет проведения геологоразведочных работ получено 115,7 млн.т, однако в этом объеме более 20 млн.т приращено за счет перевода месторождений сверхвязкой нефти пермских отложений, где геологоразведочные работы были проведены в более ранние годы, чем анализируемый период. Оценивая результаты геологоразведочных работ, следует подчеркнуть, что в целом за счет новых месторождений и залежей нефти, в том числе перевода битумных залежей, получено 50249 тыс.т. Важен сам по себе факт, что эта величина достигнута на высокоопроискованной территории Татарстана. И замечателен другой факт, что битумные залежи, как существующие в природе де-факто, впервые введены в государственный баланс даже при условии, что геологоразведка на них была проведена ранее. За счет переоценки запасов и повышения коэффициента извлечения нефти получено 85070 тыс.т. или 42,2 % от общего прироста.

Эффективность поисково-разведочного бурения за период 2005-2010 гг. высока, но по годам варьировалась от 54 до 78%, поскольку глубокие скважины бурились как на восточных высокоперспективных, так и на западных перспективных и малоперспективных землях. За анализируемый период со вскрытием девонских терригенных отложений пробурено 144 скважины, из них в 55 получена нефть в девонских пластах. Таким образом, успешность бурения на девон за последнее десятилетие значительно выросла. По годам она варьировала от 28% до 50%. К сожалению, стоит отметить, что в течение анализируемого периода объем бурения ежегодно снижался, и существенно снизился к концу периода.

Суммарный объем поисково-разведочного бурения составил 582,1 тыс. м (в «Программе...» запланировано – 980 тыс. м), в том числе 232,6 тыс.м (40,0 %) ОАО «Татнефть» и 308,9 тыс.м (60,0%) малые нефтяные компании, притом доля поискового метража за эти годы составила 33,8 %. Важную роль в сохранении высокой значимости поискового бурения при существующей опроискованности недр республики предопределила его традиционно высокая эффективность, связанная с отработанностью методики поисков мелких месторождений нефти сейсморазведкой, глубоким бурением и активностью недропользователей.

Однако объемы бурения, запланированные в «Программе», значительно не выполнялись. Причинами невыполнения поисково-разведочного бурения являются запланированные завышенные объемы с нацеленностью усиленного разбуривания западной части республики, кро-

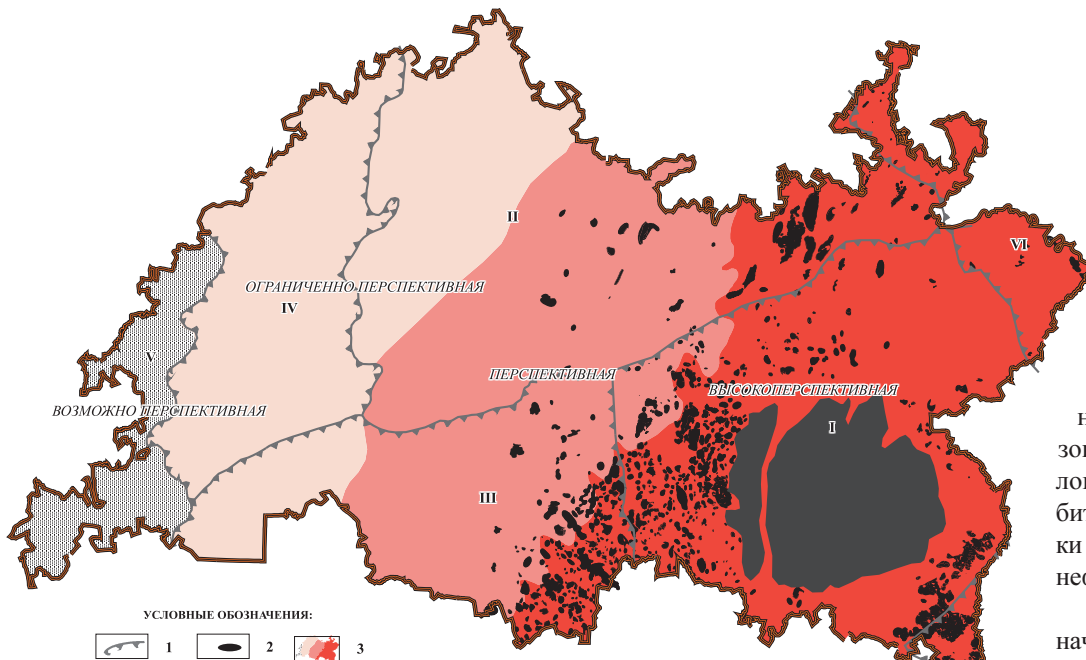


Рис. 1. Схема перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений. 1 – современные границы структур I-го порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, VI – Казанско-Кировский прогиб, V – Токмовский свод, VI – Камско-Бельский авлакоген, VII – Сергиевско-Абдулинский авлакоген; 2 – месторождения нефти; 3 – категории земель.

ме того, сказалось влияние финансового кризиса, а также результаты данных, полученные наукой по переоценке перспектив нефтеносности центральной и западной частей территории республики и выявление низкорентабельных месторождений, снизившие мотивацию недропользователей к проведению геологоразведочных работ. Ряд лицензий на группу участков недр на право пользования недропользователями аннулированы досрочно.

Успешность поисково-разведочного и оценочного бурения за период 2005–2010 г.г. по скважинам, законченным строительством на девонско-каменноугольные отложения, различная по тектоническим элементам: наиболее высокая в пределах Мелекесской впадины – 81 %, на склонах Южно-Татарского свода – 60 % и невысоким показателем характеризуется район Северо-Татарского свода – всего 43 %.

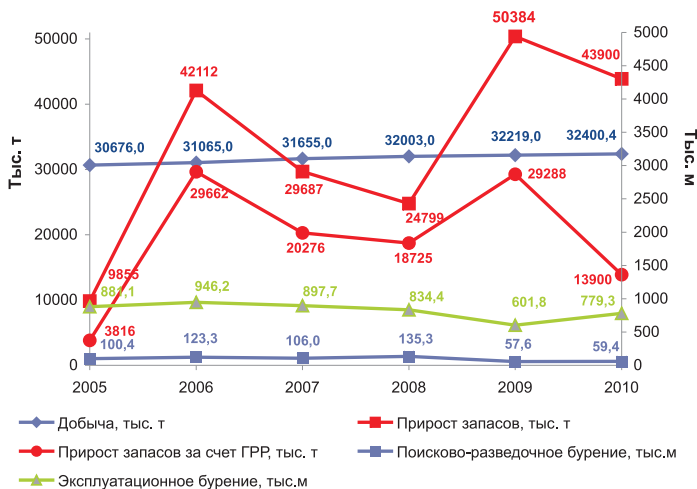


Рис. 2.

Запасы углеводородного сырья пермских отложений, находящиеся на государственном балансе природных битумов, впервые были переведены на баланс нефти в 2004–2006 г.г. В пермском разрезе залежи тяжелой высоковязкой нефти связаны с отложениями шешминского горизонта уфимского яруса. Геологоразведочные работы на битумные залежи исторически осуществлялись ОАО «Татнефть».

В 2006 г. ОАО «Татнефть» начат высокотехнологичный эксперимент опытно-промышленной разработки сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении в соответствии с технологической схемой разработки. Разработка ведется закачкой

пара с использованием скважин горизонтального бурения. На 01.01.2010г. ОАО «Татнефть» пробурено девять пар горизонтальных скважин. С начала опытно-промышленной разработки на месторождении добыто 79,0 тыс. т сверхвязкой нефти.

Добыча нефти в Республике Татарстан в течение 2005–2010 г.г. стабилизировалась на уровне 31–32 млн. т, причем доля малых нефтяных компаний возросла с 18,1% в 2005 году до 20,2% в 2010 году.

Объем добычи нефти в целом по Республике Татарстан в 2005–2010 гг. составил 190018,4 тыс. т, в том числе доля ОАО «Татнефть» – 80,4% (или 152832,0 тыс. т), доля малых нефтяных компаний – 19,6% (или 37185,9 тыс.т).

Общий объем эксплуатационного бурения в течение анализируемого периода по Республике Татарстан составил 4940,5 тыс. м, в том числе на месторождениях ОАО «Татнефть» пробурено 2671,6 тыс.м или 54,1% от общего метража, на месторождениях малых нефтяных компаний – 2269,0 тыс.м или 45,9% от общего метража. В «Программе...» запланированный объем эксплуатационного бурения составил 5687,0 тыс.м.

С 2008 г. наблюдается снижение объемов эксплуатационного бурения по отношению к запланированным объе-



Рис. 3. Характеристика начальных суммарных ресурсов нефти по состоянию на 01.01.2010 г.

мам, причиной послужили финансовые затруднения компаний в связи с экономическим кризисом.

Республика Татарстан обладает достаточно высоким минерально-сырьевым потенциалом, обеспечивающим устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса региона на длительную перспективу и, кроме того, характеризуется трендом стабильной нефтедобычи в течение ряда лет.

В структуре начальных суммарных ресурсов накопленная добыча составляет 67,9 %, остаточные промышленные запасы категорий ABC_1 – 20,3 %, предварительно оцененные запасы категории C_2 – 2,9 %, перспективные ресурсы категории C_3 – 1,3 %, прогнозные ресурсы категорий D_1+D_2 – 7,6 % (Рис.3). Степень опосредованности недр Татарстана наиболее высокая в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и составляет 85,9 %

Запасы промышленных категорий ABC_1 обеспечивают современный уровень нефтедобычи на 27,6 лет.

Структура остаточных запасов нефти разрабатываемых месторождений характеризуется невысоким качеством: нефти сернистые и высокосернистые – 45,8%, по плотности – средние и тяжелые – 73,2%. Естественно, что высокая доля трудноизвлекаемой нефти определяет высокую себестоимость ее нефтедобычи.

Каковы же перспективы развития нефтедобычи в республике? Какие открытия ожидают нефтедобывающие компании республики и что необходимо предпринимать для удержания уровня добычи в предстоящие годы?

В соответствии с генетической предопределенностью основной объем перспективных ресурсов категории C_3 на подготовленных к глубокому бурению объектах и ресурсы категории D_1 размещаются преимущественно в восточной, наиболее перспективной части территории.

Беспристрастный взгляд на перспективы выявления новых месторождений позволяет утверждать, что все открытия будут сосредоточены в восточной части республики, о лицензионных участках на западе следует забыть и поэтому все геологоразведочные работы должны концентрироваться здесь. Объем запасов новых месторождений в продуктивных горизонтах будет определяться в зависимости от вышеописанной зональности восточного Татарстана, а открываться будут в основном мелкие и очень мелкие месторождения в региональных и локальных продуктивных горизонтах осадочного комплекса. Во всех нефтегазоносных бассейнах мира, и Татарстан здесь не исключение, успешность поисков с течением времени и по мере расширения геологоразведочных работ снижается. Наиболее крупные открытия, как правило, делаются на начальных этапах проведения работ. Тем не менее, кроме мелких и очень мелких, следует ожидать открытие месторождений, относящихся к категории средних, с запасами до 3-4 млн. т. извлекаемых, они будут не столь многочисленны, но будут. В этой связи необходимо сконцентрировать сейсморазведку с доведением ее плотности до 3,5 пог. км/км² на севере-востоке республики, включая водное пространство, разместить здесь на лицензионных участках максимальные объемы поисково-разведочного бурения. Именно здесь и будут открываться в первую очередь наиболее весомые месторождения.

В целом высок углеводородный потенциал девонских терригенных отложений на всей территории восточного

Татарстана, однако в силу их малоразмерности и погребенных условий залегания, с учетом неравномерной изученности территории сейсморазведкой (средняя плотность около 2,0 пог. км./км²) целесообразно провести уплотнение сети сейсмопрофилей до 3,0-3,5 пог. км./км², либо, если возможно по условиям местности, проводить сейсморазведку в модификации 3Д, которая наилучшим образом «просвечивает» осадочный чехол, хотя и не является абсолютным гарантом безошибочного картирования отражающих поверхностей осадочного разреза.

Тем не менее, результаты поисково-разведочного бурения за анализируемый период показали, что выявлено более трех десятков очень мелких залежей в пашийском и кыновском горизонтах с явным превалированием численности последних. Основная масса вновь выявленных залежей сконцентрированы в центральном звене нефтенакопления и примыкающих к нему периферийных зонах.

Оптимальную схему размещения сейсмопрофилей модификации 2 Д для получения высокоэффективной геологической модели – основы для планирования разведочных работ и схемы размещения сети эксплуатационных скважин необходимо проводить на детальной схеме тектонического районирования участка. И поэтому размещением и планированием оптимальной системы профилей совместно с геофизической службой должна заниматься наука, дабы закартировать все геологические особенности строения участка в основных продуктивных толщах и в первую очередь соотношение элементов структурных форм в девонских и каменноугольных отражающих горизонтах.

Одним из перспективных направлений, потенциал которого пока до конца не изучен, является слабоизученная рифейско-вендская толща, выполняющая Камско-Бельский и Сергиевско-Абдуллинский авлакогены, расположенные на восточной и юго-восточной окраинах Татарстана. Структурными формами, способными формировать ловушки для накопления углеводородов, служат поднятия облекания локальных эрозионных выступов архейского кристаллического фундамента и интрузивных магматических тел рифейского возраста. Оба типа перспективных объектов являются погребенными, в связи с чем существуют определенные затруднения с их достоверным картированием сейсморазведкой и целенаправленным изучением глубокими скважинами. Однако наибольший практический интерес в качестве структуроформирующих элементов в рифейско-вендской толще представляют интрузивные тела, оказавшие прямое воздействие на образование локальных поднятий и валообразных зон II порядка в осадочной толще девона и карбона, служащих вмещителями нефти, к примеру, таких месторождений как Актамышское, Киче-Наратское и др.

На временных сейсмических разрезах отслеживаются сложные дифференцированные рисунки внутренней структуры рифейско-вендской толщи с системами различных структурных форм. Заметим, что неподалеку от северных границ Татарстана с Удмуртией, на территории последней, в Камско-Бельском авлакогене в рифейско-вендском комплексе отложений выявлены Шарканское и Тыловайское месторождения нефти, в этих отложениях известны многочисленные нефтепроявления на территории Башкортостана, единичное нефтепроявление зафиксиро-

В ФАРВАТЕРЕ СОВРЕМЕННОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ

Цель создания в системе Академии наук Республики Татарстан геологической структурной единицы – проведение научных и прикладных исследований в области нефтяной геологии. Прежде всего, это исследования в области палеогеографии, палеотектоники, палеогеоморфологии, геологического строения, тектоники и перспектив нефтегазоносности территории Татарстана и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Особое внимание уделяется разработке методических приемов поисков девонских и каменноугольных залежей нефти и глубокозалегающих рифейско-вендских отложений на территории Татарстана.

С целью укрепления связей науки с практикой работы ведутся при тесном сотрудничестве с недропользователями. В режиме реального времени проводится обмен информацией, оперативный анализ новых данных, разрабатываются и рекомендуются недропользователю мероприятия, направленные на оптимизацию геологоразведочных работ на нефть и обеспечение главной задачи, стоящей перед недропользователями: прироста запасов.

С целью поиска источников восполнения минерально-сырьевой базы Республики Татарстан ведутся исследования по определению перспектив нефтеносности слабоизученных горизонтов и территорий, рассматривается структуроформирующий фактор и генезис поднятий в потенциально перспективных отложениях рифейско-вендской толщи, разрабатываются критерии оценки и методические приемы выявления нефтеперспективных объектов.

Системный подход позволил обосновать тектоно-магматический критерий при прогнозе перспективных участков и объектов в рифейско-вендских отложениях на тер-

ритории Камско-Бельского авлакогена: внедрение интрузий габбро-диабазов, сопровождавшее его формирование, явилось одним из структуроформирующих факторов. Участки проявления основного магматизма перспективны в отношении образования ловушек углеводородов в рифейско-вендских и других отложениях осадочного чехла. Локализовать перспективные объекты позволит комплексный анализ данных гравиразведочных, магниторазведочных и сейсморазведочных исследований.

На основе системного геологического анализа выполняются исследования в области регионального тектонического и геологического строения кристаллического фундамента и продуктивных горизонтов осадочного чехла. Выполняются работы по созданию геологических моделей тектонических элементов и отдельных нефтяных месторождений. Комплекс детальных исследований включает в себя корреляционный анализ характеристик мощностей коллекторов, флюидоупоров, генотипов поднятий, также в основу работы положен комплекс методов литолого-фациальных, палеотектонических, палеогеоморфологических исследований. Для детализации геологического строения исследуемых отложений используется построение геологических профилей, схем корреляции, структурных карт, карт толщин, а также интерпретация комплекса геолого-геофизических данных.

Комплекс поисково-разведочных работ, проведенных на изучаемых поднятиях, позволяют скорректировать контуры нефтеносности, изучить коллекторские свойства продуктивных пластов и физико-химические свойства нефти. Рассчитываются и обосновываются подсчетные параметры, необходимые для подсчета и мониторинга оперативного изменения запасов. Успешное выполнение построе-

Окончание статьи И.А. Ларочкиной «Перспективы развития нефтедобычи в Республике Татарстан»

вано на территории Татарстана в Сергиевско-Абдуллинском авлакогене.

В настоящее время группа ученых Академии наук Республики Татарстан занимается изучением проблемы перспектив нефтегазоносности рифейско-вендской толщи.

В соответствии с критериями нефтегазоносности и предварительными результатами научных исследований, в Камско-Бельском авлакогене существуют благоприятные условия, необходимые для накопления углеводородов. В этой связи необходимо дальнейшее изучение глубокими скважинами перспективной толщи на лицензионных участках нефтедобывающих компаний и неперемное углубленное научное сопровождение геологоразведочного процесса.

Поиск месторождений нефти бывалые специалисты-

нефтяники сравнивают с охотой. Как и охотнику, геологу кроме везения, необходимо обладать шестым чувством - интуицией, которая рождается исключительно на фундаменте знаний.

Когда есть и то, и другое – новым месторождениям обязательно быть!

I.A. Larochkina. **Perspectives of oil output development in the Republic of Tatarstan.**

Determination of oil output development of the territory in the base of fundamental scientist's researches is the basis of strategic oil output planning.

Keywords: upheaval, trap, occurrence, the seismic survey, reserves, collector.



ний позволяет подсчитать запасы объемным методом по категориям C_1 и C_2 и представить их на рассмотрение в ЦКЗ и ГКЗ РФ.

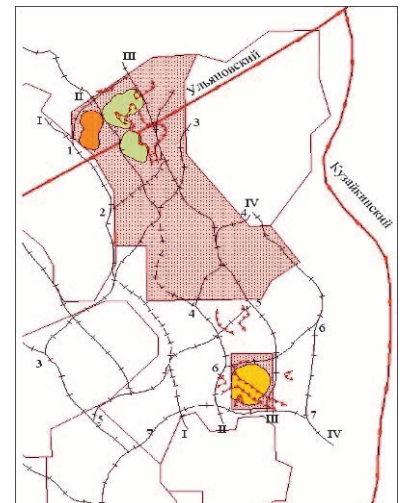
Цель создания проектов геологоразведочных работ – это поиск месторождений и залежей нефти, а также оптимизация условий поисково-разведочных работ. Объектами исследований являются подготовленные к глубокому бурению, выявленные, закартированные поднятия и земли, не изученные сейсморазведкой. Результатом выполненных исследований является обоснование оптимального комплекса геологоразведочных работ, видов и объемов проектируемых поисково-разведочных работ: сейсморазведка, глубокое бурение, технологические условия их проведения и комплекс необходимых геолого-геофизических исследований.

Отрабатываются новые и совершенствуются принятые в нефтяной геологии методы пространственного представления в геоинформационных системах результатов наземных измерений и данных ГГИ, например, временных (глубинных) разрезов.

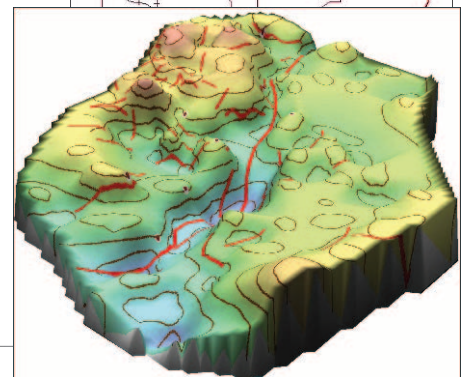
Проводятся морфометрические исследования территорий с последующим анализом корреляционных зависимостей по стратиграфическим границам. Результат – предварительное восстановление структурных планов стратиграфических горизонтов при минимальной информации по геологии и данным сейсморазведки в пределах одного тектонического элемента.

Актуальными с практической точки зрения являются виды исследований, результаты которых позволяют оптимизировать схемы расположений проектных профилей детализационной сейсморазведки с учётом геологического строения локальных поднятий, что позволит в дальнейшем получить максимально достоверную информацию о геологическом строении и сконцентрировать направление геологоразведочных работ с экономией финансовых ресурсов недропользователя. Разрабатываются методы адаптации стандартных геоинформационных систем, таких как MapInfo, ArcGIS для решения задач мониторинга добычи нефти и контроля за разработкой.

Прикладной работой является сшивка крупномасштабных топографических карт с последующей корректировкой векторных слоев по данным ДДЗ.



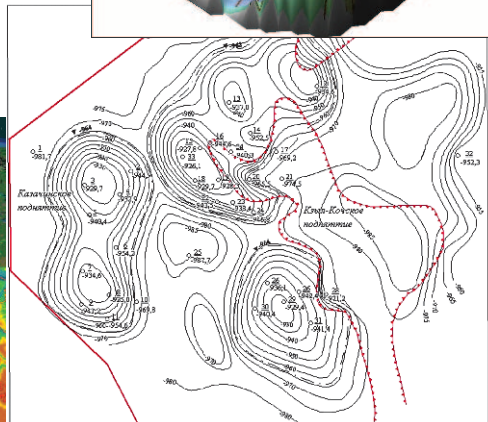
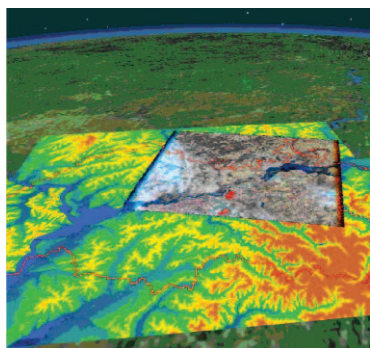
Все виды деятельности, которые попадают под действие закона о лицензировании (Федеральный Закон от 8 августа 2001 года № 128-ФЗ О лицензировании отдельных видов деятельности) оформлены надлежащим образом. Ранее, в 2009 году, была получена лицензия в Федеральной службе безопасности на право работы с документами и материалами, имеющими грифы «ДСП» и «Государственная тайна». Получена лицензия на картографическую деятельность в Камском управлении геодезии и картографии Федерального агентства геодезии и картографии при Федеральной службе государственной регистрации, кадастра и картографии (КАГ-00213К от 18.06.2010 г.) для выполнения следующих работ: создание и ведение географических информационных систем; создание тематических карт, планов и атласов специального назначения ТВ графической, цифровой и иных формах, издание этих карт, планов и атласов; выполнение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по картографической деятельности.



В 2010 году расширена лицензия, полученная в Министерстве образования Российской Федерации на право подготовки кадров высшей научной квалификации через аспирантуру специальности 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений нефти». Это позволит подготовить для Республики высоко квалифицированных специалистов в области геологии.

Перечень научных трудов геологов Института – это более чем 30 статей в различных научных Российских изданиях. За короткое время подготовлены и выпущены в свет три книги на актуальные в геологической науке проблемы.

Сотрудники Института на практике доказывают, что фундаментальная наука является основой высокоэффективных проектных решений в нефтяной геологии.



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ДЕВОНСКИЕ ПРОДУКТИВНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЗА СЧЁТ АДРЕСНОГО УПЛОТНЕНИЯ ПРОФИЛЕЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

В статье показан методический приём, позволяющий повысить эффективность методики поиска и доразведки девонских отложений. Доказано, что повышение эффективности геолого-разведочных работ за счёт уплотнения профилей сейсморазведочных работ должно базироваться на строгих научных знаниях об особенностях строения залежей. В статье показан пример геоморфологического анализа.

Ключевые слова: методика поисков, залежь, ловушка, девонские отложения, поисково-разведочное бурение, профили сейсморазведочных работ

Сейсморазведочные работы являются важнейшим инструментом анализа геологического строения осадочного чехла и кристаллического фундамента. И никакие другие методы пока не могут полностью заместить сейсморазведку. Высокая плотность профилей сейсморазведочных работ приходящихся на единицу площади повышают опосредованность локальных поднятий и соответственно залежей нефти. Это в свою очередь снижает риск при проведении геолого-разведочных работ. В работе (Ларочкина, Минибаева, 2008) на примере поисково-разведочных площадей нефтяных месторождений Республики Татарстан доказано, что среднего размера «сейсмического окна», в которое вписывается контур геологического объекта при плотности сейсмопрофилей 3,0-3,5 пог.км/км² имеет площадь поискового объекта приближающийся к величине малоразмерной ловушки с потенциальным содержанием до 150-200 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти. Такая величина извлекаемых запасов нефти может оказаться рентабельной при разработке месторождения, при этом плотность сейсмопрофилей позволяет достоверно выявить свод, крыло и переклиналь являющиеся составными элементами ловушки. Это необходимо для обоснования местоположения поисково-разведочной скважины.

Актуальность задачи. Анализ работы (Ларочкина и др., 2010) показывает, что задача повышения плотности

покрытия территории сейсморазведочными работами достигается как правило, за счёт «правильной» сетки профилей, состоящей из равносторонних квадратов. При этом при рекогносцировочных работах, конечно, учитываются условия на местности, расположение населённых пунктов и т.д.

При решении задачи повышения плотности профилей сейсморазведочных в современных условиях такой подход недостаточен. Поэтому появляется актуальная задача – разработки метода адресного уплотнения детализационных сейсмических профилей. Технологию сейсмопрофилирования необходимо совершенствовать путём заложения следующих принципов. Первое, это разумная величина расходов, которая оставляет деятельность компании недропользователя рентабельной для подготовки локальных поднятий к бурению и добыче нефти. Второе, полезность, получаемой по результатам интерпретации, информации. Третье, геологические принципы изучения локального поднятия и территории в целом. Четвёртое, размеры и амплитуда еще не открытых локальных поднятий за последнее время неизбежно сокращаются, и многие объекты поиска имеют амплитуду меньшую разрешающей способности сейсморазведки. Плотность и равномерность сети сейсмических профилей, в конечном счёте, даёт качество подготовленных для глубокого бурения объектов, а соответственно и эффективность дорогостоящего поисково-

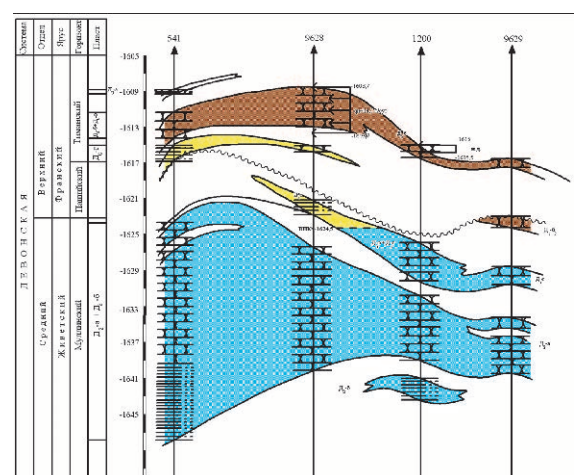
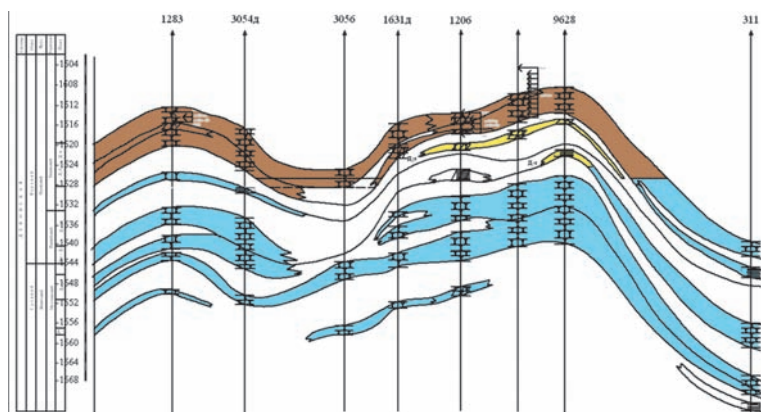


Рис. 1. Геологические профили девонских отложений Ульяновского месторождения по линии скважин 1283-...-311 (I-I), 541-...-9629 (II-II).

разведочного бурения.

Далее в работе на примере Ульяновского месторождения показан способ адресного уплотнения сети детализационных сейсмических профилей с целью подготовки недоизученных территорий для доразведки и опоскования залежей нефти. Способ основан на анализе и обработке четырёх составляющих:

- тектоническое районирование;
- построение детальной структурной модели территории и анализ соотношения структурных планов девонских и каменноугольных продуктивных отложений;
- комплексный анализ космоснимков, гипсометрии рельефа (морфометрический анализ) и материалов структурного бурения;
- выявление первоочередных локальных поднятий и определение стадийности поисково-разведочных работ на исследуемой территории.

Тектоническое строение территории. Рельеф кристаллического фундамента в значительной степени нивелирован вышележащими отложениями терригенного девона, структурный план кровли которого представляет собой ступенчато погружающуюся с востока на запад и юго-запад поверхность, осложненную рядом более пологих, чем блоки фундамента, одноименных с ними структурных зон. Территория Ульяновского месторождения по девонским отложениям представляет собой валобразную зону второго порядка восток-северо-восточного простирания, образованную группой малоамплитудных структурных форм, располагающихся в север-северо-западном направлении. Амплитуды колеблются в пределах 5-10 м. На территории выделяется четыре север-северо-западных, близких к субмеридиональному простиранию локальных прогибов, разделяющих валобразную зону (Ларочкина и др., 2010).

Нефтеносность территории. В пределах тиманского горизонта выделяется продуктивный пласт D_0 , который представлен на данном месторождении четырьмя пропластками: D_0 -а, D_0 -б, D_0 -в и D_0 -г в разных частях залежи. Пропласток D_0 -а, нефтенасыщенный, прослеживается только в понижении, в районе скважины №1203. Толщина его небольшая и равна 1 м. При движении с юга на север территории пропластки D_0 -б и D_0 -в сливаются в один пласт-коллектор. На южном куполе толщина этого пласта выдержана в пределах 8 м. В прогибах происходит уменьшение его толщины за счет замещения пропластка D_0 -в на аргиллиты. На крыльях северного купола пропластки разделяются глинистой перемычкой, тогда как в своде пласты вновь сливаются в единый пласт. Восточнее, в пределах северного купола, пропластки D_0 -б и D_0 -в не сливаются. Нефтенасыщенный D_0 -б выдержан по площади, мощности колеблется от 1,3 в скважине №1200 до 3 м в скважине №1203. Слабо нефтенасыщен в крыльевой части в районе скважины №1210. D_0 -в нефтеносен только в сводовой части в скважине №1205.

В пашийском горизонте выделена линза коллектора D_1 -б₃ на крыле южного купола, слабо насыщенного нефтью в скважине №1203. Пласт-коллектор D_1 -г распространен почти повсеместно, но нефтеносен он только на поднятии северного купола в районе скважины №9628. С запада на восток северного купола Ульяновского поднятия в тиманском горизонте пласт-коллектор D_0 -б+ D_0 -в достигает мак-

симальной толщины в своде в районе скважины №9628, которая составляет 4,5 м. При движении на восток пласт уменьшается в толщине до 1 м в скважине №9629 и глинизируется. Коллектор D_0 -г распространен только в центральной части северного купола в скважинах №№541 и 9628, причем в скважине №541 пласт возможно нефтенасыщенный, а в скважине №9628 - слабо нефтенасыщенный. В пределах пашийского горизонта выделяется два нефтенасыщенных пласта: D_1 -б толщиной 1,4 м в скважине №9629 и D_1 -г – 1,5 м в скважине №9628.

С юго-запада на северо-восток наблюдается плавное уменьшение толщины пласта-коллектора D_0 -б+ D_0 -в тиманского горизонта с выклиниванием пласта D_0 -б на северо-востоке в скважине №3057.

Принципиальное геологическое строение пашийского и тиманского продуктивных пластов показано на рис. 1.

Первый профиль I-I строился по линии скважин 1283-3054д-3056-1631д-1206-1202-9628-311 и протягивается с юга на север территории, пересекая западную залежь месторождения. Западная залежь расположена в пределах двухкупольного поднятия. Южный купол ограничен изогипсой –1625м, северный купол – изогипсой –1620м.

После проведения детального анализа пластов-коллекторов профиля I-I можно сделать вывод, что тиманский горизонт залегает несогласно на отложениях пашийского горизонта. Тиманский горизонт является одним из основных эксплуатационных объектов на месторождении. В исследуемой залежи пласты D_0 -б и D_0 -в сливаются в единый пласт, достигая максимальной нефтенасыщенной толщины 8,5 м в скв. №3054д. В скв. №3056, расположенной в зоне седловины, пласт D_0 -в замещен на аргиллиты, а толщина нефтеносного коллектора D_0 -б составляет 3,5 м. В районе скв. №311, располагающейся на севере участка, пласты разделены глинистой перемычкой. Общая толщина пластов равна 9 м. Коллекторы представлены песчаниками и песчаниками в различной степени глинистыми.

Пласт D_0 -г тиманского горизонта распространен крайне редко и отмечается лишь на северном куполе залежи. Толщина пласта колеблется от 0,8 м в скважине №9628 до 1,8 м в скважине №1202. Коллектор слабонефтенасыщен и представлен песчаниками глинистыми.

Пашийский горизонт характеризуется небольшой толщиной. Максимальная толщина 12,5 м в скважине №3054д отмечается в крыльевой части южного поднятия. В своде северного поднятия прослеживается уменьшение толщины до 2,5 м. В пределах южного поднятия в пашийском горизонте выделяются пласты-коллекторы: D_1 -б₂ в скважинах №№1283 и 3054д и слившийся в один пласт D_1 -в+ D_1 -г в скважинах №№1283, 3054д. Коллекторы представлены в основном песчаниками водонасыщенными. В северной части в подошве пашийского горизонта распространен только пласт D_1 -г толщиной от 1,5 м до 5 м в скважинах №№9628 и 311, соответственно. Линзовидное залегание пласта мощностью 2,5 м отмечено в скважине №1206. Пласт D_1 -г в скв. №9628 представлен алевролитом с нефтяным насыщением, тогда как в скв. №311, располагающейся в самой северной части, он водонасыщен.

Муллинский горизонт сложен песчаниками водонасыщенными. Выделяется два пласта-коллектора: D_2 -а и D_2 -б. Пласт-коллектор D_2 -а развит повсеместно и состоит из нескольких прослоев. В своде северного купола под-

нения прослой сливаются в один пласт и достигают в скважине №1206 13 м. Пласт D_2 -б развит в купольной части южного поднятия, в прогибе и крыльевой части северного поднятия. Толщина небольшая и достигает в скважине №1206 – 2 м.

Геологический профиль II-II протягивается с запада на восток северного купола. В тиманском горизонте пласт-коллектор D_0 -а распространен линзовидно в скважине №541 и представлен алевролитами глинистыми. Средняя толщина равна 0,7 м. В западной части купола пласты D_0 -б и D_0 -в сливаются в один нефтенасыщенный пласт. В купольной части толщина является максимальной и достигает 4,5 м в скважине №9628. К востоку пласт D_0 -в замещается на глины, а коллектор D_0 -б уменьшается в мощности до 1 м в скважине №9629. Также выделяется в разрезе пласт D_0 -г. В западной части он возможно нефтеносен, сложен алевролитами и имеет толщину 2 м. К востоку он замещается на песчаники слабо нефтенасыщенные, а затем вовсе замещается на глинистые разности. В разрезе пашийского горизонта выделяется линза коллектора D_1 -б₂, которая упирается в размытую поверхность пашийского горизонта. Сложен пласт песчаниками нефтенасыщенными, толщина – 1,4 м. Пласт-коллектор D_1 -г в западной части купола сложен алевролитами нефтенасыщенными толщиной 1,5 м в скважине №9628. К востоку купола этот пласт замещается на песчаники водоносные и сливается с коллектором D_1 -в, образуя пласт общей мощностью 4,3 м. Далее на восток, D_1 -в замещается на глины в скважине №9629. Толщина муллинского горизонта изменяется с запада на восток от 24 м в скважине №541 до 6 м в скважине №9629. На западе пласты-коллекторы D_2 -а и D_2 -б сливаются в один пласт толщиной 24 м (скважина №541). Пласт водоносный. Восточнее, в скважине №9628, пласт D_2 -б замещается, в скважине №1200 он проявляется в виде линзы толщиной 2,5 м.

Геоморфологический анализ совместно с анализом данных структурного бурения. Современные возможности геоморфологического анализа позволяют использовать этот вид информации с одной стороны как помощник в проведении рекогносцировочных работ при проектировании сейсмических профилей, с другой, как инструмент анализа соотношения структурных планов начиная от кристаллического фундамента через всю толщу осадочного чехла. Для анализа данных ДДЗ в работе использована матрица радарной топографической съемки Shuttle radar topographic mission (SRTM) с расширением .hgt. После обработки цифровых матриц в ГИС-программах Arcview GIS 3.2a в модуле Spatial Analyst получена цифровая модель рельефа на территорию. На основе этих данных построен рельеф местности на территорию Ульяновского месторождения с сечением 5 м. Для уточнения границ лесных массивов и отслеживания изменений в инфраструктуре применены данные космической съемки Landsat TM/ETM+ в комбинации каналов 5,3,1. На рисунке 2 показан результат построений.

Обращает на себя внимание тот факт, что на западном участке изолинии повышения уровня земной поверхности на западном участке совпадают с контурами перспективных локальных поднятий по каменноугольным и девонским отложениям.

Структурное бурение активно проводилось на рубеже 70-х-80-х годов и поэтому по территории республики на-

Участок	Плотность до	Плотность после	Площадь
I – Западный:	1,5	3	6,4
западное поднятие	2,01	3,8	0,56
II - Восточный	1,4	3,6	1,8

Табл. Распределение плотности профилей сейсморазведочных работ до и после проведение детализации.

коплен богатый фондовый материал. На исследуемой территории проведена структурная съёмка с средним шагом бурения от 700 до 1100 м, с плотностью бурения 1,54 кв/км². Так как дневная поверхность подвержена современным эрозионным процессам, в основном имеющим техногенный характер, как это видно, например, на восточном участке, геоморфологический анализ должен проводится совместно с данными структурного бурения. Другим полезным качеством геоморфологического анализа является то, что по данным расшифровки современных космических снимков можно относительно не дорого повышать качество проведения рекогносцировочных работ при формировании проектов детализационных сейсмических профилей.

Характеристика участков и выделение первоочередных направлений геолого-разведочных работ. Первоначально, при проведении разведочных работ большой территории месторождения или группы локальных поднятий плотность профилей сейсморазведочных работ неравномерно покрывает территорию в силу различных причин, в основном, связанных с результатами рекогносцировочной оценки территории и особенностями методики проведения площадной сейсморазведки. Осреднённая плотность сейсморазведочных работ на всю территорию поисково-разведочной площади будет достаточно высокой и номинально соответствовать необходимым требованиям. Однако в дальнейшем при переходе к работам, связанным с детализацией строения отдельных локальных поднятий или участков работ, плотность их останется гораздо ниже заявленной. На рисунке 3 показана карта структурной поверхности тиманских отложений с фрагментами проектов заложения детализационных сейсмопрофилей на западном (Блок 1) и восточном (Блок 2) исследуемых участках.

На рисунке серым цветом показаны линии профилей сейсморазведочных работ партии № 6/97. Изученность сейсморазведочными работами равна 1,72 п.км/км². Район исследования – это западный и восточный участки характеризуются плотностями равными 1,5 и 1,4 п.км./км² соответственно. Такая плотность является крайне низкой для планирования геолого-разведочных работ. Центральная часть месторождения разбурена сеткой эксплуатационных скважин, на западном и восточном участках пробурены единичные скважины. Вследствие этого, нельзя с уверенностью утверждать, что все локальные поднятия на территории Ульяновского месторождения выявлены.

Интерпретация материалов ГИС, в пределах северного купола была обнаружена залежь нефти в пашийских отложениях. ВНК проведен по подошве последнего нефтенасыщенного пласта в скважине №9629 и равен -1624,5 м. В результате проведенного тектонического районирования на востоке территории, в районе скважины №303, предполагается наличие залежи нефти в отложениях тиманско-

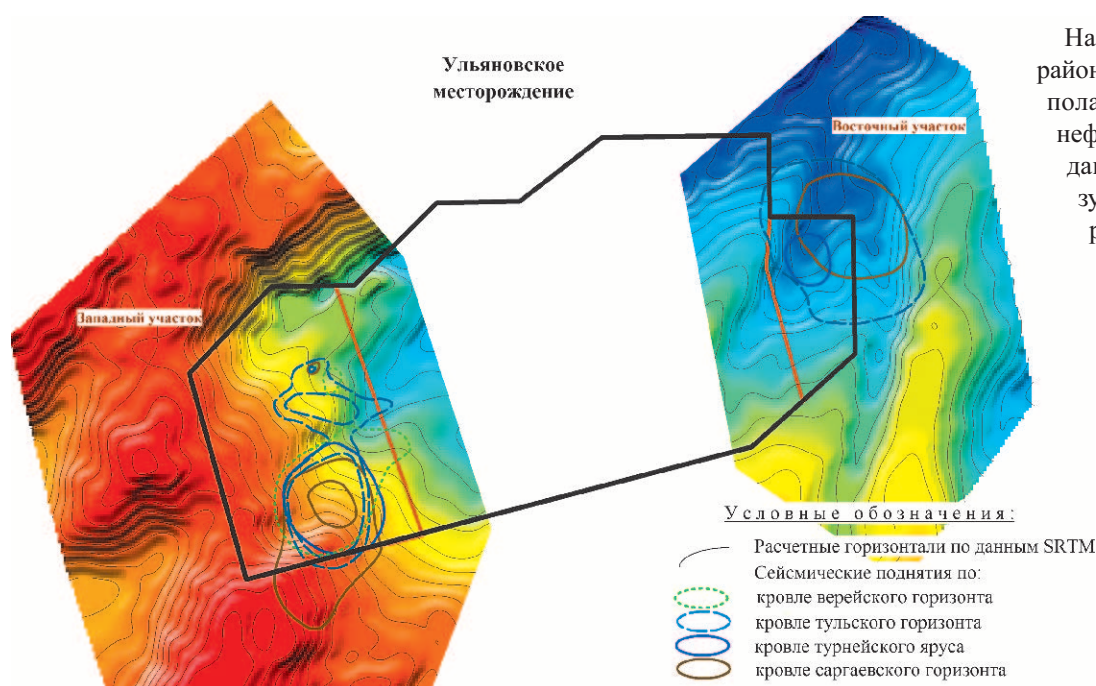


Рис. 2. Фрагменты карт поверхности рельефа.

го горизонта. ВНК определено на абсолютной отметке -1613 м по данным ГИС.

На западном участке северо-западнее скважины 419 изогипсой -1635 оконтуривается поднятие. Выше по разрезу анализ соотношения структурных планов показывает, наличие нефтеносности в каменноугольных отложениях. Наличие поднятия в девоне в юго-западной части подтверждается сейсмическим профилем 069924. На рисунке 4 показано отражение пласта

Ввиду низкой плотности сейсморазведки, составляющей 1,72 пог.км/км², структура остается недоизученной. Рекомендуется уплотнение сети сейсмопрофилей в западной части месторождения с целью уточнения контура поднятия и возможного выявления новых поднятий. Уплотнение следует произвести с помощью заложения детальных сейсмических профилей №№ 1, 2, 3 и 4, местоположение которых показано на рисунке 3, общей протяженностью 9,5 пог.км. Цель заложения профилей 1 и 4 – поиск свода поднятия. Северная часть профиля 1, а так же профили 2 и 3 позволят разведать северную часть Западного участка в целом.

На востоке территории, в районе скважины №303, предполагается наличие залежи нефти на отметке -1613 м по данным ГИС (Рис. 5) и результатам тектонического районирования. По ОГ У и Д по данным с.п. 6/97 предполагается наличие поднятия. Для его подтверждения также рекомендуется заложение профилей №№5, 6, 7 общей протяженностью 3,9 пог.км.

По участкам со- считаны их площадь, длины сейсмических профилей прежних лет (до 1985 года). Все рекомендации основаны

на анализе геологического строения Ульяновского месторождения, тектоническое районирование позволяет проектировать детализационную сетку сейсмических профилей более эффективно с точки зрения доразведки месторождения. Таким образом, можно с высокой степенью достоверности говорить о доразведке сводовых частей поднятий и приконтурной области. Обобщённые данные об изменении длины рекомендуемых детализационных сейсмических профилей и плотности сейсморазведочных работ на единицу площади, со- считанных совместно с профилями сейсморазведочных работ, проведённых ранее, приведены в таблице.

Примерами успешного подхода к уплотнению детализационных сейсмических профилей может считаться открытие Мензелинского месторождения одноимённое под-



Рис. 3. Фрагменты проектов заложения профилей.

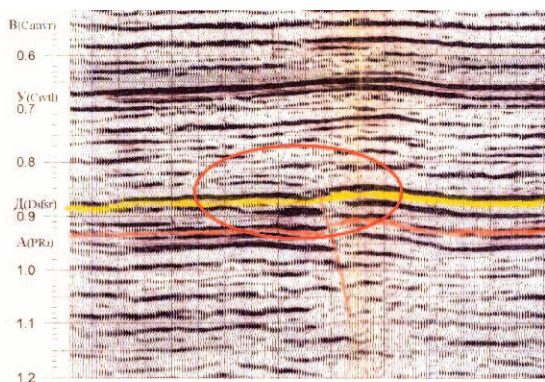


Рис. 4. Временной сейсмический профиль №069924.

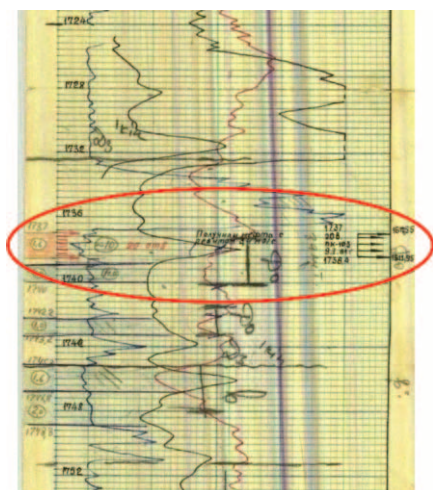


Рис. 5. Фрагмент картотажной диаграммы скважины №303 с выделенным продуктивным интервалом.

нятие, которого долгое время не было даже в составе выявленных локальных поднятий. Или, например, Ленский выступ на поверхности кристаллического фундамента высотой около 70 м, который так же был выявлен благодаря адресному сгущению сетки сейсмопрофилей на Елгинском месторождении. И это на сравнительно

изученной территории северного склона Южно-Татарского свода.

Проведённое исследование повышает уверенность в том, что на территории Ульяновского месторождения будут положительные результаты, так как адресное сгущение сейсмопрофилей базируется на качественной геологической модели на основе геотектонического районирования и направлено на снижение риска геолого-разведочных работ.

Литература

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Анисимов Г.А., Шабалин О.Н. Адресное уплотнение детализационных сейсморазведочных профилей как фактор повышения эффективности геологоразведочных работ. *Сб. матер. межд. науч.-практ. конф.: «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань. 2010. 216-219.

Ларочкина И.А., Минибаева С.М. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в Республике Татарстан. *Георесурсы*. № 1(24). 2008. 2-3.

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Михайлова И.Н., Новиков И.П. Влияние эрозивно-карстовых врезов на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях. *Георесурсы*. № 3(35). 2010. 38-41.

R.R. Ganiev. **Address consolidation of seismic profiles as the way of increase of efficiency of geologo-prospecting works on Devonian productive adjoinment.**

In article methodical reception allowing is shown to raise

efficiency a technique of search Devonian adjoinment. It is proved that increase of efficiency of geologo-prospecting works at the expense of consolidation of profiles of seismprospecting works should be based on strict scientific knowledge of features a structure of deposits. In article the example of the geomorphological analysis is shown.

Keywords: Technique of searches, Deposit, trap, Devonian adjoinment, explorative drilling, profiles of seismprospecting works.



Радик Рафкатович Ганиев

заместитель директора по научной работе. Научные интересы: компьютерное моделирование геологического строения нефтяных месторождений, методы поиска и разведки нефтяных месторождений.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-59-65, 298-16-17.

Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2011. 372 с.

Геологические основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений

Булыгин Д.В., Ганиев Р.Р.



Книга написана на основе современных отечественных и зарубежных разработок теоретического и практического характера в области компьютерного моделирования нефтяных и нефтегазовых месторождений. В работе подробно освещены виды и технология создания геологических моделей, а также стадии построения геолого-гидродинамических моделей с помощью ЭВМ и программных средств. Особое внимание уделено вопросам построения структурной, фациальной, петрофизической моделей, модели насыщения и обоснования водонефтяных контактов при компьютерных геологических построениях.

Детально изложены принципы и условия передачи геологической информации при переходе к гидродинамическим расчетам, методы компьютерного построения карт и особенности гидродинамического моделирования. В работе использован практический опыт авторов в оценке эффективности и планировании геолого-технических мероприятий на месторождениях. Книга предназначена студентам, аспирантам, преподавателям ВУЗов, а также широкому кругу исследователей и специалистов в области моделирования и разработки месторождений с целью практического применения в производстве.

Книгу можно заказать по e-mail: Radik.Ganiev@ksu.ru

ISBN 978-5-98180-935-4

К ВОПРОСУ О РАЦИОНАЛЬНОЙ МЕТОДИКЕ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ТЕРРИГЕННОМ ДЕВОНСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Девонские терригенные отложения в перспективе – один из основных источников восполнения запасов углеводородов в Республике Татарстан. Успех поисков залежей нефти в девонской терригенной толще требует разработки методических приемов, учитывающих ее сложное геологическое строение, погребенный характер залегания и пространственную невыдержанность зон развития коллекторов.

Ключевые слова: поднятие, ловушка, залежь, сейсморазведка, запасы, коллектор.

В силу малоразмерности и малоамплитудности поднятий, контролирующих залежи нефти в девонских терригенных отложениях на склонах Южно-Татарского, Северо-Татарского сводов и на восточном борту Мелекесской впадины и, как следствие, небольших запасов девонских ловушек, этот продуктивный горизонт слабо изучен как сейсморазведкой, так и глубоким бурением.

Кроме того, невысокий интерес к нему и невысокая эффективность бурения поисково-разведочных скважин объясняются и другими геологическими причинами: точность выделения локальных объектов по отражающим горизонтам терригенных отложений девона – «Д» и кристаллическому фундаменту – «А» оставляет желать много лучшего, что в свою очередь связано с биогермными постройками девонско-каменноугольного возраста и визейскими врезами, наличие которых влечет за собой неоднозначную интерпретацию самых нижних структурных поверхностей осадочного чехла – девонского терригенного комплекса. В этой связи на протяжении длительного периода наиболее привлекательными для изучения являлись каменноугольные отложения, характеризующиеся значительными амплитудами и размерами поднятий, высокоёмкими многоэтажными ловушками.

Высокий процент подтверждаемости данных сейсморазведки на карбон, целевое бурение поисковых скважин со вскрытием только каменноугольных отложений привели к высокой опосредованности фонда подготовленных и выявленных поднятий в этих отложениях, а иногда, при плотности регулярной сети сейсмопрофилей 2,5 пог.км/км² и более, к тому, что на таких участках в перспективе не ожидается выявления новых каменноугольных объектов. Как пример, высокоопосредованная в каменноугольных отложениях северо-восточная часть западного склона Южно-Татарского свода, где выявлена тенденция, свидетельствующая о том, что перспективы новых открытий здесь можно связывать исключительно с глубоководными отложениями девона, но отнюдь не с продуктивными горизонтами карбона. Кроме того, высокие товарные качества девонской нефти являются положительным фактором мотивации недропользователей к вложению средств в изучение глубоководных девонских отложений.

На ряде месторождений, размещающихся в северо-восточной части западного склона Южно-Татарского свода, доля запасов категорий А+В+С1 перспективных на этой территории девонских отложений по отношению к общим запасам месторождений составляет не более 1-2%. В перспективе, учитывая высокую опосредованность каменно-угольных отложений и высокие темпы добычи, ситуация будет меняться и в этой связи девонские терригенные отложения необходимо рассматривать в будущем в качестве одного из основных источников восполнения запасов углеводородов и самостоятельный объект исследований.

Бурение поисково-разведочных скважин со вскрытием девонских терригенных отложений проводилось в 80% случаев до постановки сейсморазведочных работ. В настоящее время плотность регулярной сети сейсморазведочных профилей в пределах исследуемой территории составляет 2,6 пог.км/км². Подтверждаемость введенных в поисково-разведочное бурение девонских поднятий, подготовленных и выявленных сейсморазведочными работами, имеет место, но зачастую не подтверждаются их проектные амплитуды. На описываемом участке успешность бурения на нефть по девону составляет 12%. Столь низкий процент эффективности, вероятно, обусловлен низкой плотностью сейсморазведочных профилей, которая при картировании малоразмерных девонских объектов должна составлять не менее 3-3,5 пог.км/км².

Нефтеносными в терригенном девонском комплексе в пределах западного склона Южно-Татарского свода являются отложения пашийского и тиманского горизонтов.

В пределах рассматриваемой территории девонские терригенные отложения в предпозднетиманское время были подвергнуты площадному размыву на различную глубину. Размывом охвачены отложения пашийского горизонта до их полного уничтожения в северной части территории. На отдельных участках размыва и кровля муллинских отложений.

Изучение тектоники территории, геологического строения девонских терригенных отложений, генезиса поднятий, контролирующих залежи нефти, соотношения зон развития коллекторов продуктивных отложений тиманского и пашийского горизонтов способствовали выявлению

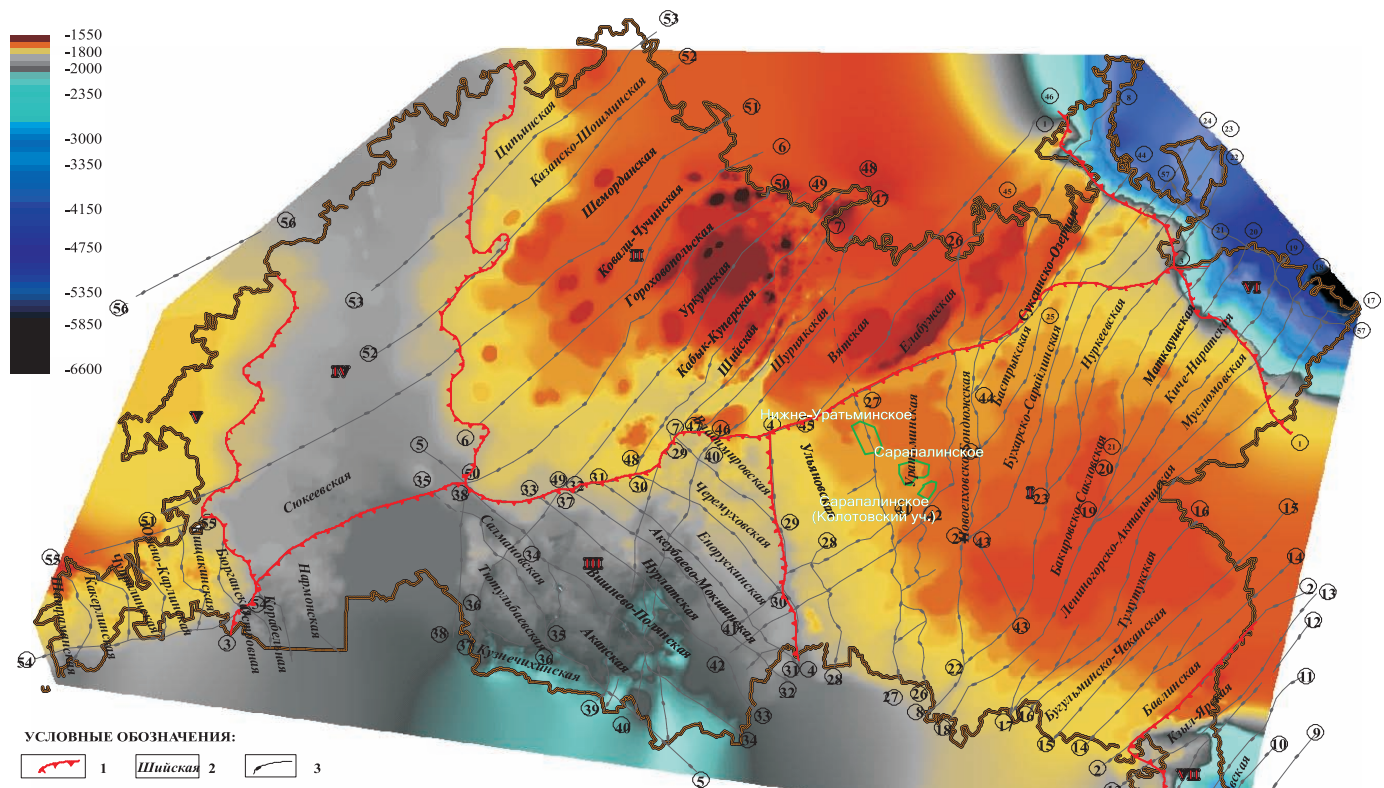


Рис. 1. Тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента. 1 – современные границы структур I-го порядка: I-Южно-Татарский свод, II-Северо-Татарский свод, III-Мелекесская впадина, VI-Казанско-Кировский прогиб, V-Токмовский свод, VI-Камско-Бельский авлакоген, VII-Сергиевско-Абдулинский авлакоген; 2 – гряды кристаллического фундамента; 3 – осевые зоны разломов. Разломы кристаллического фундамента: 1-Удмуртский, 2-Бавлинский, 3-Прикамский. 4-Баганинский, 5-Пичкаский, 6-Кокарский, 7-Дигитлинский, 8-Алтунино-Шунакский. 9-Родниковский, 10-Шалтинский, 11-Кандызский, 12-Сулинский, 13-Сокско-Бавлинский, 14-Бавлинско-Ютазинский, 15-Бугульминско-Сабанчинский, 16-Азнакаевский, 17-Холмовский, 18-Шугуровско-Шуганский, 19-Масадский, 20-Киче-Наратский, 21-Дружбинский, 22-Абдрахмановский, 23-Бахчисарайский, 24-Актаиско-Салаушский, 25-Сарайлинский, 26-Ново-Елховский, 27-Кузайкинский, 28-Амировский, 29-Чистопольский, 30-Кадеевский, 31-Аксубаевский, 32-Мокшинский, 33-Сунчелеевский, 34-Нурлатский, 35-Ерепкинский, 36-Кузнечихинский, 37-Салмановский, 38-Бугровский, 39-Аканский, 40-Некрасовский, 41-Березовский, 42-Ульяновский, 43-Минибаевский, 44-Набережно-Челнинский, 45-Камско-Полянский, 46-Анзиркинский, 47-Мамадышский, 48-Шийский, 49-Кутлубукашский, 50-Янчиковский, 51-Мешинский, 52-Ветровский, 53-Цибынский, 54-Сурский, 55-Кувайский, 56-Вурнарский, 57-Актанышский.

ряда закономерностей, позволивших уточнить перспективы их нефтеносности и разработать методические рекомендации по рациональному комплексу методов поисков залежей нефти.

Западный склон Южно-Татарского свода в структуре фундамента и терригенного девонского комплекса представляет собой ступенчато погружающуюся в юго-западном направлении моноклиаль (Рис. 1). В каменноугольных отложениях в пределах склона прослеживаются сложные разветвленные структурные системы, объединяющие локальные поднятия органогенной природы, связанные своим происхождением с особенностями строения элементов внутриформационных прогибов Камско-Кинельской системы.

На западном склоне выделяются три субмеридиональные гряды кристаллического фундамента: Ново-Елховско-Бондюжская, Уратьминская и Ульяновская. В статье рассматривается геологическое строение и перспективы нефтеносности девонских терригенных отложений в северных частях Уратьминской и Ульяновской валообразных структурных зон II порядка, в районе размещения Нижне-Уратьминского и Сарапалинского месторождений.

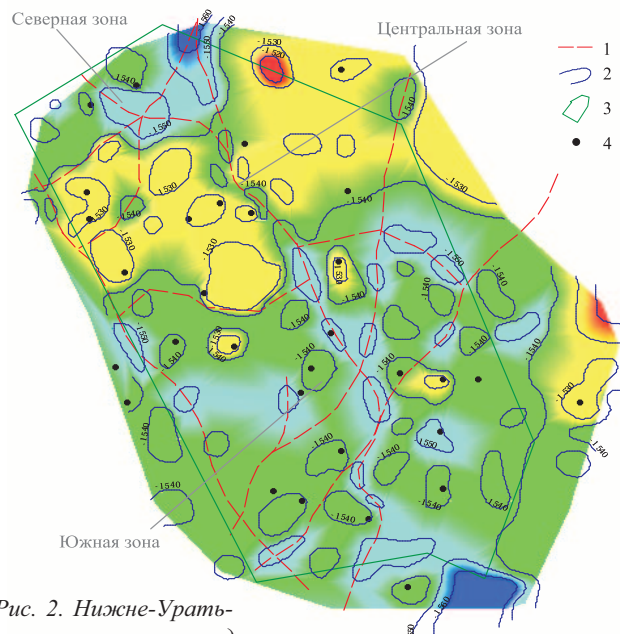


Рис. 2. Нижне-Уратьминское месторождение. Тектоническая схема девонских терригенных отложений. 1 – осевые зоны прогибов, 2 – изогипсы кровли саргаевского горизонта, 3 – границы лицензионных участков, 4 – скважины глубокого бурения.

На исследуемой территории поверхность кристаллического фундамента от центральной части Нижне-Уральминского месторождения полого погружается на юго-запад и на северо-запад в сторону Прикамского разлома. Крупный Кузайкинский разлом север-северо-западного простирания разделяет Уральминскую и Ульяновскую гряды. В терригенных девонских отложениях разлому соответствует одноименный прогиб.

На участке Нижне-Уральминского месторождения конседиментационный Кузайкинский грабенообразный прогиб, системы прогибов северо-западного и, получивших более широкое развитие северо-восточного, простираний разграничивают поверхность девонской терригенной толщи на три крупных элемента: приподнятый центральный, расположенный по обоим бортам Кузайкинского прогиба с севера и юга ограниченный изогипсой минус 1540 м, полого погружающиеся на 10-20 м относительно центрального, северный и южный (Рис. 2). Крупные элементы системами прогибов разделены на блоки, в пределах которых выделяются поднятия. Крайне редки структуры, имеющие размеры более 1 км по длинной оси и амплитуду более 5 м.

Участок Сарапалинского месторождения расположен на первой террасе, образованной пологим погружением девонской терригенной толщи в юго-западном направлении от Акташского участка Ново-Елховской структуры, контролирующей одноименное месторождение нефти, к осевой зоне Кузайкинского прогиба. От Ново-Елховской валлообразной зоны Сарапалинская девонская пластина отделяется одноименным прогибом.

Несмотря на некоторую удаленность территории месторождения от осевой зоны Кузайкинского прогиба, здесь также ощущается его влияние: строение девонской терригенной толщи имеет сложный характер, проявляющийся в развитии в западной части территории весьма глубоких (до 20 м), широких и протяженных прогибовых зон северо-восточного и субширотного простираний (Рис. 3).

На отдельных участках по данным сейсморазведки выделяются узкие грабенообразные прогибы преимущественно северо-восточного простирания. С северо-запада на юго-восток прогибами толща делится на пять крупных элементов северо-восточного простирания, занимающих относительно друг друга близкое гипсометрическое положение и разделенных редкими прогибами северо-западного простирания, имеющими фрагментарный характер развития.

По сути, план девонской терригенной толщи представляет собой ровную, расчлененную прогибами пластину, над которой в каменноугольной толще широчайшее распространение получили органогенные сооружения, что весьма затрудняет картирование структурной поверхности девонских терригенных отложений и достоверной ее можно считать лишь на участках их отсутствия.

Так же, как Сарапалинское месторождение, Колотовский участок расположен на первой террасе, образованной пологим погружением девонской терригенной толщи в юго-западном направлении от Акташского участка Ново-Елховской структуры. Несмотря на то, что Колотовский участок размещается в трех километрах южнее Сарапалинского, тектонический план претерпевает изме-

нения: здесь в направлении грабенообразных прогибов и простирания структур, осложняющих приподнятые блоки, четко прослеживаются субмеридиональные простирания.

На ровной пластине девонской терригенной толщи в границах участка выделяются пять крупных блоков, ограниченных субмеридиональными прогибами, по данным сейсморазведки, преимущественно грабенообразными. Блоки осложнены поднятиями.

Наиболее полные разрезы пашийского горизонта вскрыты единичными скважинами и прослеживаются в восточной и центральной частях Уральминской валлообразной зоны (на большей части Колотовского участка, на юго-востоке и востоке Сарапалинского месторождения) (Рис. 4). На остальной территории отложения пашийского горизонта размыты на различную глубину. Значительное сокращение мощности пашийских отложений происходит в западной части Уральминской и до их полного размыва в пределах Ульяновской валлообразной зоны (западная часть Нижне-Уральминского месторождения).

Отложения тиманского горизонта, получившие здесь повсеместное развитие, не испытывают значительных колебаний мощности и полноты разреза, изменения затрагивают литологический состав пород и выражаются в пространственной невыдержанности коллекторов (Рис. 5).

В областях замещения пластов-коллекторов тиманского горизонта в разрезах скважин практически в полном объеме представлены коллекторы пашийского горизонта. На участках увеличения мощности и стратиграфической полноты пашийских отложений в направлении от Нижне-Уральминского месторождения к Колотовскому участку значительно ухудшаются характеристики тиманских продуктивных пластов.

Выявленные особенности развития продуктивных пластов, характер их локальных и региональных изменений, позволяют прогнозировать перспективы отложений пашийского горизонта в восточной и центральной частях Уральминской валлообразной зоны (на территории Колотовского участка и Сарапалинского месторождения) и повышение перспектив тиманских отложений на запад, в направлении к Кузайкинскому прогибу (от Колотовского участка к Нижне-Уральминскому месторождению).

Характер изменений мощности девонских терригенных отложений, сформировавшихся в воробьевско-ардаатовский промежуток геологического времени (Рис. 6), свидетельствует о том, что к началу трансгрессии поверхность фундамента была дислоцирована: в зонах разломов формировалась система прогибов, большая часть из которых получила отражение в современном структурном плане девонской терригенной толщи, в том числе и Кузайкинский конседиментационный прогиб. Области большинства поднятий выражены сокращением мощности воробьевско-ардаатовских отложений, что свидетельствует о существовании выступов и потенциальных условий для формирования в более позднее время структур их облекания осадочной толщей.

В пределах Нижне-Уральминского месторождения участок дна воробьевско-ардаатовского бассейна седиментации представлял собой слабо расчлененную поверхность с перепадом высот в понижениях и на выступах в

4-5 м. В оси Кузайкинского прогиба и на выступах, осложняющих его борта, перепад высот отдельных участков достигает 10 м.

Более значительными перепадами высот характеризовалось дно бассейна центральной части Уральминского вала на участке Сарапалинского месторождения. Здесь на отдельных участках разница мощности воробьевско-ардатовских отложений на выступах и в прогибах достигает 30 м. В восточной части Уральминской валообразной зоны и на Колотовском участке максимальная разница мощности отложений на выступах и в зонах разломов составляет 10 м.

Значительно более контрастна разница мощности де-

вонской терригенной толщи от поверхности кристаллического фундамента до подошвы репера «аяксы». Перепады мощности в зонах прогибов и на поднятиях составляют 20-30, иногда разница достигает 40 м (Рис. 7), что свидетельствует о нарастании тектонической активности в муллинско-тиманский этап осадконакопления.

Несмотря на то, что предпозднетиманским размывом на обширной части территории Уральминской валообразной зоны были уничтожены верхнепашийские отложения, а западнее, на Нижне-Уральминском месторождении от размыва уцелели только нижние пласты (До-в и До-г) в осевой зоне Кузайкинского прогиба, в целом на всей площади в распределении суммарной мощности девонских терригенных отложений просматривается та же закономерность, что и воробьевско-ардатовских: ее увеличение в зонах прогибов в современном структурном плане и сокращение на поднятиях, что констатирует факт унаследованного влияния рельефа поверхности кристаллического фундамента на формирование девонской терригенной толщи как в воробьевско-ардатовский промежуток геологического времени, так и в муллинско-тиманский, а так же на ее современный структурный план.

В этой связи на исследуемой территории при прогнозе типов ловушек нефти в девонских терригенных отложениях, наряду с имеющим крайне важное значение для отложений тиманского горизонта литологическим фактором, необходимо учитывать влияние тектонического фактора.

Размещение исследуемой территории в пределах склоновой части Южно-Татарского свода, близость такого значимого структурного элемента, как Кузайкинский девонский конседиментационный прогиб, основной этап формирования рассматриваемого северного сегмента которого пришелся на муллинско-тиманское время, размыв на различную глубину пашийских отложений, участками до полного их уничто-

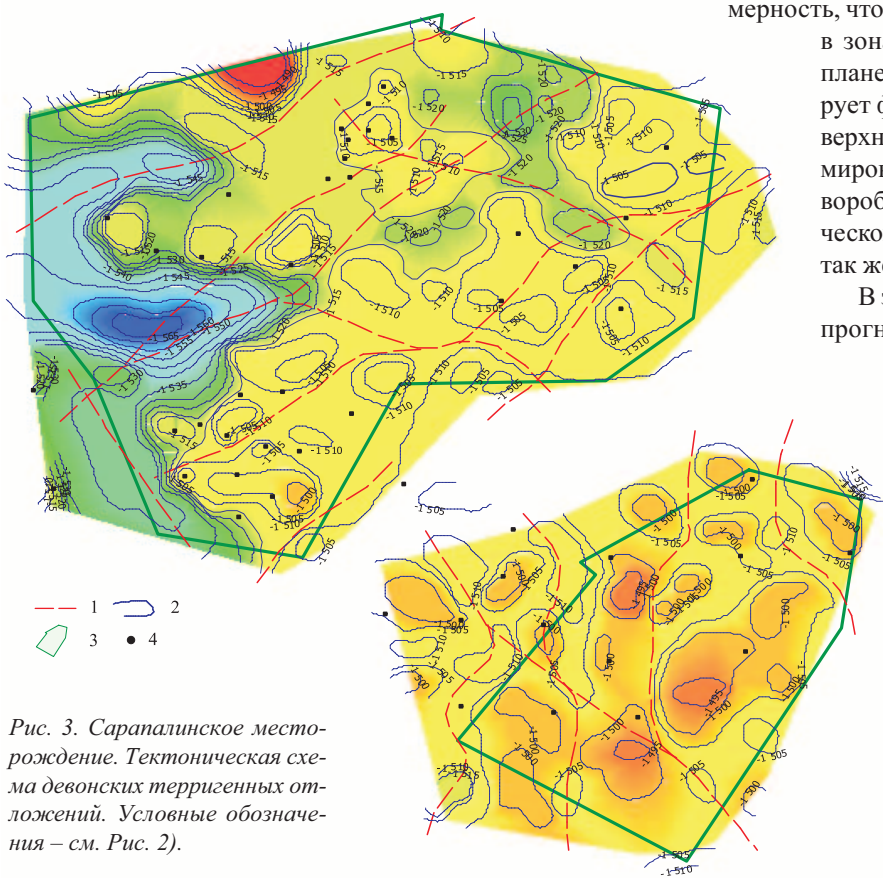


Рис. 3. Сарапалинское месторождение. Тектоническая схема девонских терригенных отложений. Условные обозначения – см. Рис. 2).

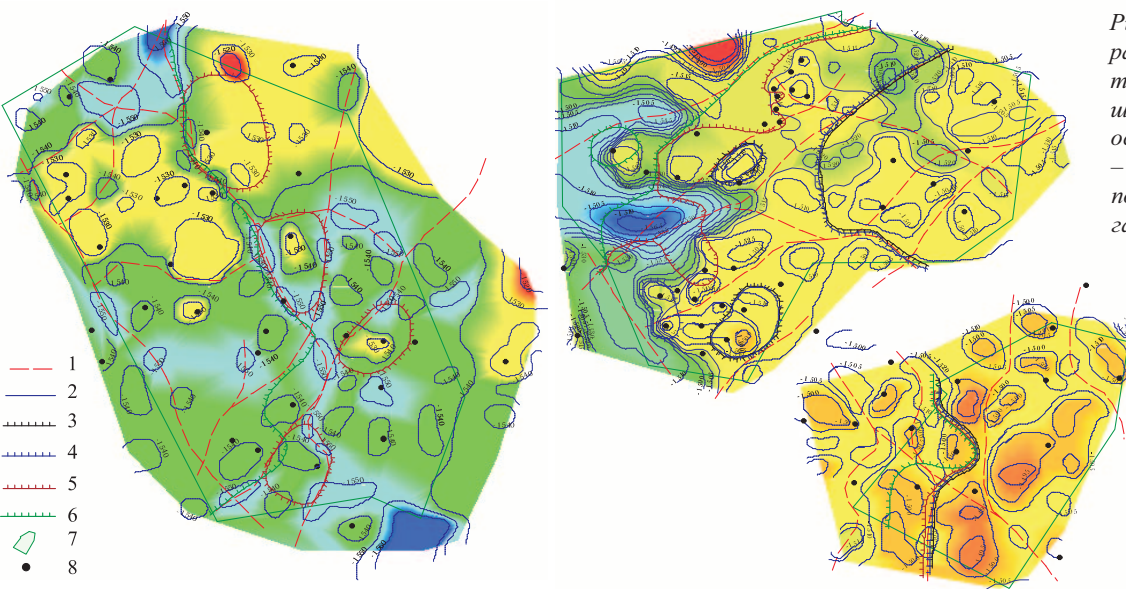


Рис. 4. Карта распространения пластов-коллекторов в отложениях пашийского горизонта. 1 – осевые зоны прогибов, 2 – изолинии структурной поверхности кровли сарапалевского горизонта (по данным сейсморазведки), 3 – пласт коллектор Д1а, 4 – пласт коллектор Д1б, 5 – пласт коллектор Д1в, 6 – пласт коллектор Д1г, 7 – границы лицензионных участков, 8 – скважины глубокого бурения.

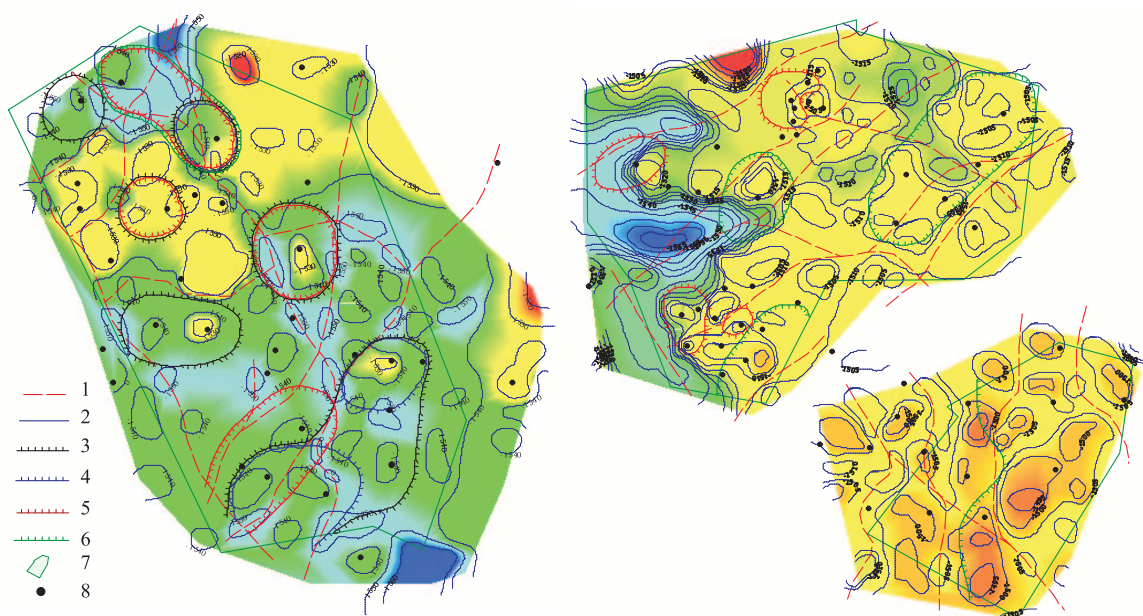


Рис. 5. Карта распространения пластов-коллекторов в отложениях тиманского горизонта. 1 – осевые зоны прогибов, 2 – изолинии структурной поверхности кровли саргеевского горизонта (по данным сейсморазведки), 3 – пласт коллектор Доа, 4 – пласт коллектор Доб, 5 – пласт коллектор Дов, 6 – пласт коллектор Дог, 7 – границы лицензионных участков, 8 – скважины глубокого бурения.

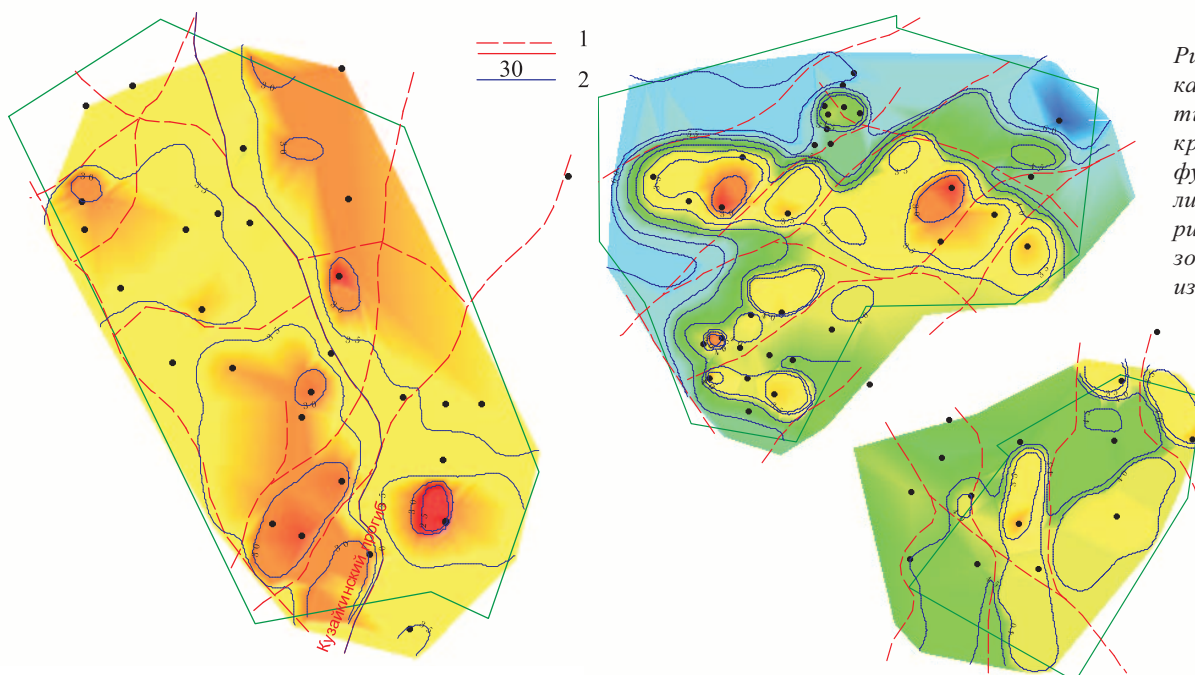


Рис. 6. Схематическая карта мощности отложений от кристаллического фундамента до кровли ардаатовского горизонта. 1 – осевые зоны прогибов, 2 – изопахиты.

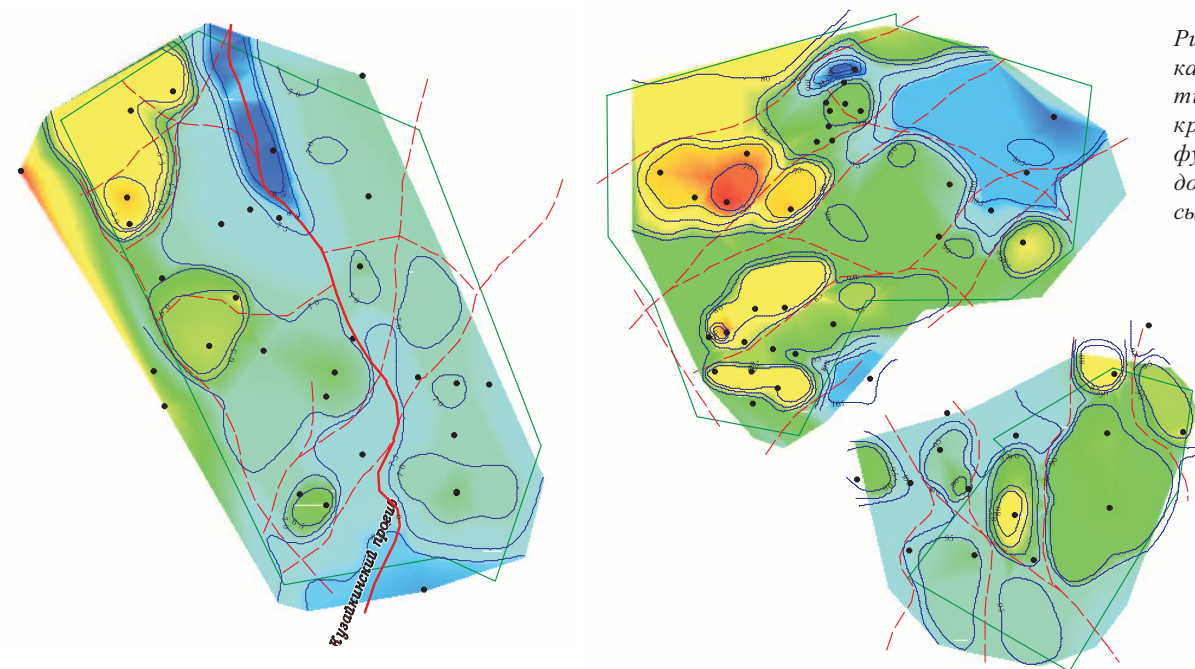


Рис. 7. Схематическая карта мощности отложений от кристаллического фундамента до подошвы репера «аяксы».

жения, определили сложный локальный структурный план девонской терригенной толщи, изменчивый характер пространственного развития в ней пластов-коллекторов и локальных флюидоупоров. Увеличение в пределах исследуемой территории толщины регионального тиманского флюидоупора за счет разрастания карбонатно-глинистой пачки саргаевского горизонта повышает вероятность формирования залежей нефти в тиманских, а при наличии относительно амплитудных поднятий и в пашийских отложениях.

Разработанная модель тектонического районирования позволила выявить закономерности региональной структурной расчлененности территории, размещения генетических типов локальных структурных форм, контролируемых ими залежей и особенности их размещения в системе валлообразных зон осадочного чехла.

Доминирующим типом ловушек в разрезе пользуются те, которые сформированы поднятиями седиментационно-тектонического генезиса, малоамплитудные и мало-размерные, картирование которых требует высокой плотности сейсморазведочных профилей.

Территория северной части западного склона Южно-Татарского свода по девонским терригенным отложениям характеризуется, в целом, высокой дифференцированностью структурных планов, усиливающейся с востока на запад от Колотовского участка к Нижне-Уральскому месторождению. В этом же направлении «мельчают» размеры и амплитуда поднятий, сокращается стратиграфическая полнота разреза пашийского горизонта.

Выявленные особенности развития основных продуктивных пластов, характер их локальных и региональных изменений позволяют говорить о перспективах пашийского горизонта на территории восточной части изучаемого района (Колотовский участок и Сарапалинское месторождение) и роста перспектив тиманских отложений на запад и северо-запад.

Успех поисков залежей нефти при столь сложном геологическом строении и погребенном характере залегания девонской толщи требует разработки новых методических приемов, учитывающих оптимизацию комплекса геологоразведочных работ, направленных на подготовку к бурению поднятий в девонских терригенных отложениях как самостоятельного направления. Первоочередными для опосредования должны являться перспективные на сегодняшний день девонские объекты, в определенной степени или, как правило, частично совпадающие в плане с разрабатываемыми каменноугольными залежами, изучить которые возможно углублением проектных скважин из технологической схемы разработки.

Во вторую очередь целесообразно вводить в бурение подготовленные малоразмерные девонские и каменноугольные объекты тектонического генезиса, совпадающие в плане, изучение которых возможно осуществить одной скважиной, но они редки. В большей степени это можно отнести к территории Сарапалинского месторождения и Колотовского участка.

И главное: выявленные малоразмерные объекты целесообразно готовить к вводу в бурение постановкой детализационных сейсморазведочных профилей, в каждом конкретном случае с индивидуальным размещени-

ем проектных трасс, учитывающим возможность изучения всех элементов структур. На участках недр с доказанной нефтеносностью девонских терригенных отложений приоритет в подготовке объектов к бурению целесообразно отдавать сейсморазведке с непрерывным повышением качества отражений горизонтов «Д» и «А», характеризующих структурные планы терригенных отложений девона и поверхности кристаллического фундамента. Различные методы и комплексы методов прогноза перспектив нефтеносности, как то: «Нейросейсм», ГГХМ, НСЗ и т.п., избегая удорожания, рационально использовать только на малоизученных площадях в западной части республики.

I.A. Larochkina, I.F. Valeeva, V.A. Sukhova. **To the question of the rational methodology of oil deposits searching in terrigenous devonian complex.**

In perspective terrigenous Devonian sediments are one of the main sources of hydrocarbon reserves replenishment in the Republic of Tatarstan. Success of oil deposits searching in terrigenous Devonian strata requires the development of methodical receptions, which would take into account its complex geological structure, buried character of occurrence and spatial lack of restraint of reservoirs development zones.

Keywords: upheaval, trap, occurrence, the seismic survey, reserves, collector.

Ирина Андреевна Ларочкина

д. г.-м. н., заместитель министра энергетики РТ, член-корреспондент Академии наук РТ, академик РАЕН, лауреат Государственной премии РТ в области науки и техники.

Научные интересы: геологические условия формирования ловушек нефти и их генотипы, закономерности размещения месторождений и залежей нефти, палеотектонический характер развития тектоноэлементов и палеографические условия формирования среды осадконакопления, методические приемы поисков и разведки месторождений углеводородов, генезис нефти.

420108, Казань, ул. Татарстан, д. 55.
Тел.: 8(843) 200-00-51.

Ильвира Фаритовна Валеева

заведующий лабораторией геологического анализа.

Вера Александровна Сухова

старший научный сотрудник.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан

420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843)299-35-13, факс: (843)298-59-69.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА ПОИСКИ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ РИФЕЙСКО-ВЕНДСКОГО КОМПЛЕКСА НА СЕВЕРО- ВОСТОКЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Додевонский терригенный комплекс, развитый на территории северо-восточной части Республики Татарстан, является потенциально нефтеперспективным, так как в геологическом разрезе протерозоя присутствуют как породы-коллектора, так и породы-флюидоупоры. На основании комплексной интерпретации данных сейсморазведки, гравиразведки и магниторазведки проведена оценка возможности локализации объектов, перспективных на обнаружение ловушек углеводородов, в отложениях рифейско-вендского комплекса. Успешное решение этой актуальной задачи может в перспективе способствовать увеличению резерва запасов нефти на территории Республики Татарстан.

Ключевые слова: рифейско-вендские отложения, аномалия, разлом, поднятие, прогнозный нефтепоисковый объект.

Основная задача настоящих исследований – оценка состояния структуроформирующего фактора, возможностей образования поднятий, а также локализация участков и объектов, перспективных на поиски ловушек в отложениях рифейско-вендского комплекса на северо-востоке Республики Татарстан.

Проведение исследовательских нефтепоисковых работ в пределах западного борта Камско-Бельского авлакогена обуславливается нефтеносностью рифейско-вендских отложений на территории Удмуртии и Пермской области. В пределах западного борта Камско-Бельского авлакогена нефтенасыщенные отложения рифейско-вендского комплекса наиболее изучены на сопредельной территории Удмуртии, где на Шарканском месторождении глубоким бурением и сейсморазведкой открыты залежи нефти в вендских песчаниках. На основании полученных геолого-геофизических данных по Шарканским скважинам, вскрывшим нефтеносные горизонты в вендском комплексе, пришли к выводу, что в формировании залежей нефти, наряду со структурным фактором, участвуют дизъюнктивный и литологический факторы (Лозин, 1994; Савельев, 2004).

Додевонский терригенный комплекс, развитый на территории северо-восточной части Республики Татарстан, также является потенциально нефтеперспективным, так как в геологическом разрезе протерозоя присутствуют как породы-коллектора, так и породы-флюидоупоры (Степанов и др., 2005). То есть при наличии структурной, структурно-тектонической или структурно-литологической ловушек прогноз нефтеносности рифейско-вендской толщи здесь можно рассматривать как оптимистичный.

Ступенчато-моноклинальное залегание пород кристаллического фундамента Камско-Бельского авлакогена (Рис. 1) способствовало формированию литологических, стратиграфических, тектонически-экранированных и клиноформных разновидностей ловушек в образованиях покрывающих его рифейско-вендских отложениях, которые при на-

личии других благоприятных факторов могут аккумулировать промышленные скопления углеводородов. В связи с этим обнаружение выступов кристаллического фундамента, интрузивных тел, прорвавших протерозойские образования (Ситдииков, 1968), структур их облекания и структурно-выраженных поднятий в толще рифейско-вендских отложениях является актуальной задачей поиска новых нефтеперспективных площадей, которые представляют собой еще не использованный резерв на нахождение промышленных скоплений углеводородов. Этим объясняется особый интерес к поискам и прогнозированию подобных геологических объектов, формирующих группу залежей, требующих специальных методов и приемов обнаружения.

По данным сейсморазведки и глубокого бурения структурный план эрозионной поверхности протерозойских отложений, в основном, не соответствует структурным планам девонской и каменноугольной систем (отражения Д, У, В), а также не отражает внутреннего строения мощной толщи рифейско-вендского комплекса. Основной причиной подобной «структурной несовместимости» является существовавший длительный континентальный перерыв в осадконакоплении в течение кембрия, ордовика, силура и раннего девона. То есть на фоне регионального моноклинально-террасовидного тренда погружения поверхности протерозойских отложений повсеместно наблюдаются локальные знакопеременные осложнения, которые, как правило, не находят соответствия в структурном плане как покрывающих отложений палеозоя, так и в толще протерозойских пород. При прогнозе погребенных антиклинальных структур в рифейско-вендских отложениях, слабо или совсем не выраженных в структурном плане кровли толщи, необходим комплексный анализ данных скважин глубокого бурения и сейсморазведки с обязательным привлечением материалов магниторазведки и гравиразведки.

Используя данные легких геофизических методов и сейсморазведки методом ОГТ и учитывая особенности тектонического строения залежей нефти на Шарканском

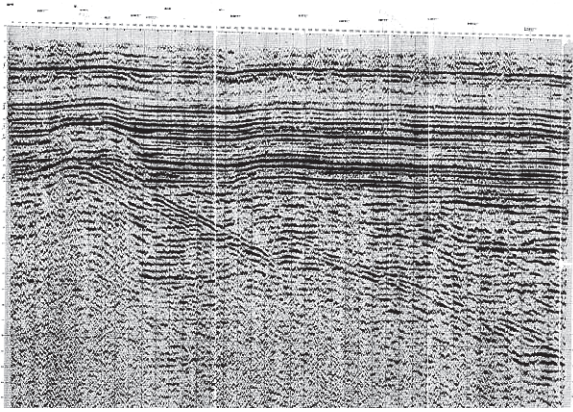


Рис. 1. Пример отражения в волновом сейсмическом поле уступообразного залегания поверхности кристаллического фундамента и, соответственно, покрывающих его рифейско-вендских отложений.

месторождения, а именно, приуроченность ловушек нефти к структурам, сформированным разрывными нарушениями, можно прогнозировать нефтеперспективные объекты как в традиционно нефтеносных для Республики Татарстан палеозойских отложениях, так и в толще протерозойского комплекса. Определение структурного положения, глубины залегания, конфигурации, стратиграфической, возможно, и генетической принадлежности объектов, фиксируемых в геофизических аномалиях, выполня-

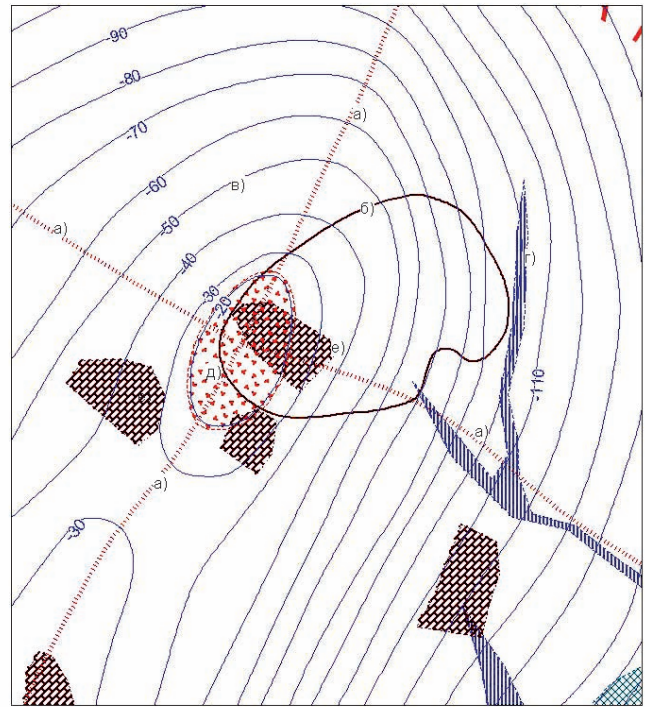


Рис. 2. Пример выделения прогнозного нефтепоискового объекта по данным наземных геофизических методов. а) осевая зона положительной аномалии магнитного поля, отождествляемая с осевой зоной разрывного нарушения; б) сводный контур локальных аномалий поля силы тяжести, ассоциируемый с положительным приразломным нефтепоисковым объектом; в) изолинии магнитного поля (ΔT_a); г) обобщенная зона горизонтального градиента поля силы тяжести; д) прогнозная интрузия основных пород; е) положительное осложнение кровли курмашевской свиты нижнего рифея.

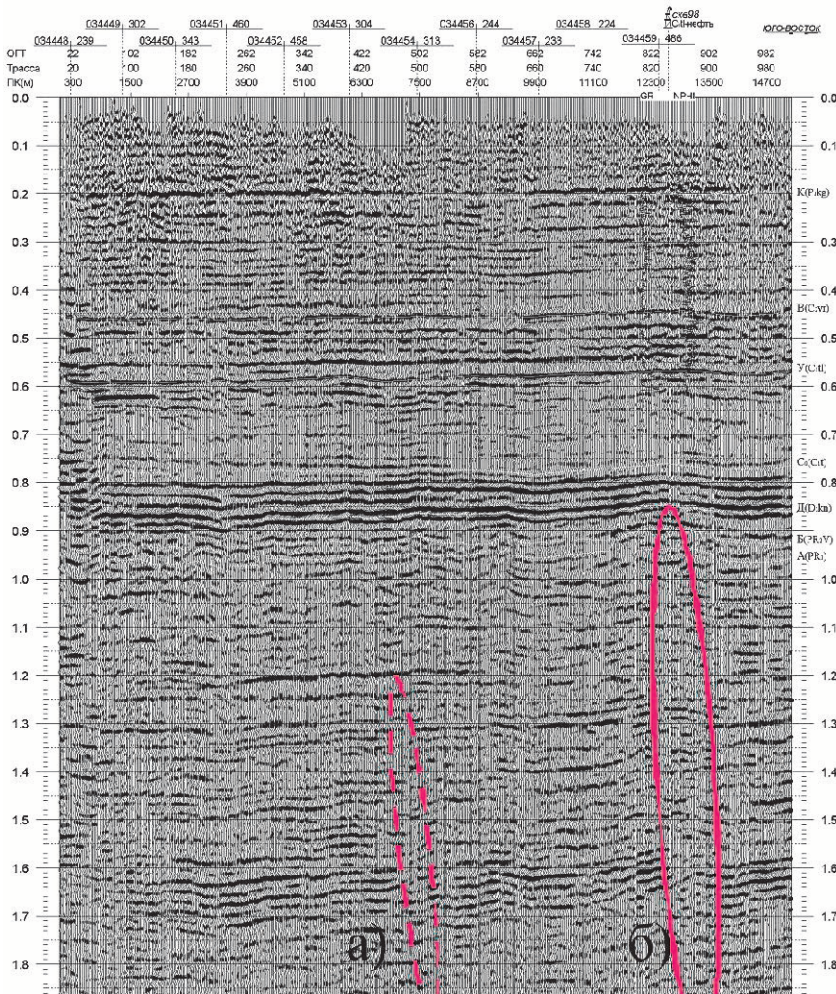


Рис. 3. Пример отражения в волновом сейсмическом поле даек габбро-диабазов в рифейско-вендских отложениях: а) прогнозная; б) по данным бурения.

ется в следующей последовательности:

По данным поля силы тяжести:

- трассируются зоны максимальных горизонтальных градиентов, отождествляемых с зонами тектонической трещиноватости;
- формируется сводный контур локальных ($R_{тр}=2, 4, 6$ км) аномалий положительного знака, ассоциируемый с положительными объектами повышенной плотности, к которым относятся уступы и эрозионные останцы пород кристаллического фундамента; интрузивные тела, внедрившиеся по разрывным нарушениям в толщу рифейско-вендского комплекса и структуры их облекания; четко выраженные поднятия в отложениях палеозоя.

По данным аномального магнитного поля:

- прослеживаются линейно-вытянутые положительные аномалии, отождествляемые с осевой зоной разрывных нарушений, по которым произошло внедрение магматических пород основного состава;
- отмечаются высокоинтенсивные относительно изометричные положительные аномалии поля (ΔT_a), ассоциируемые с верхней

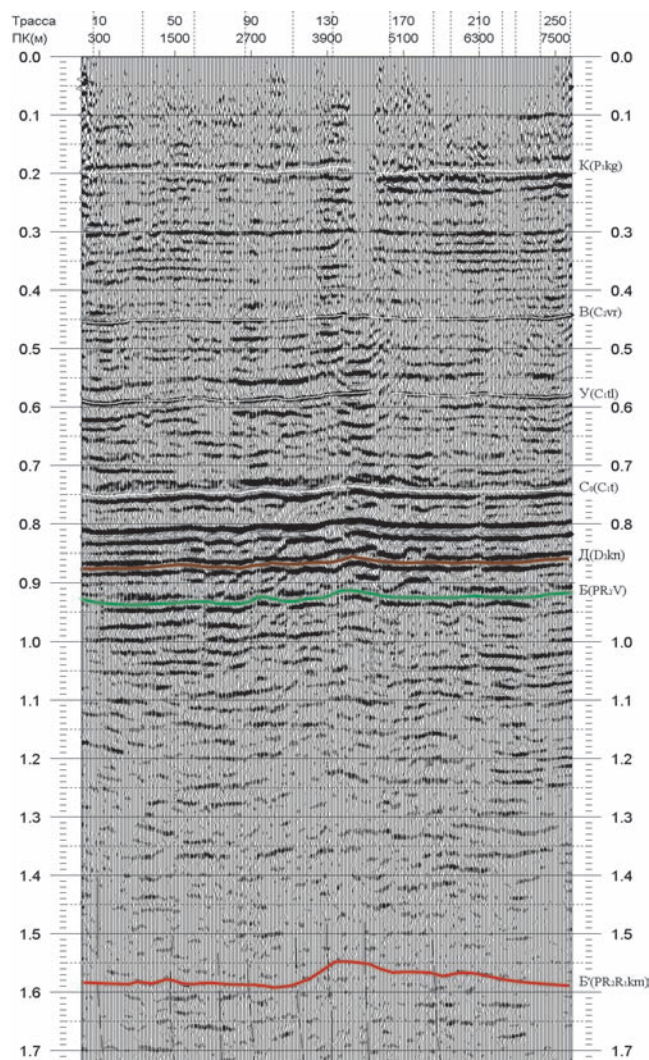


Рис. 4. Пример отражения прогнозно-перспективного объекта на временном сейсмическом разрезе.

кромкой магнитоактивных пород, внедрившихся по взаимно-пересекающимся разрывным нарушениям.

По данным сейсморазведки методом ОГТ фиксируются временные аномалии, проявленные как в интервале глубины залегания рифейско-вендских отложений, так и в интервале глубины залегания палеозойских отложений.

При соответствии в плане положительных аномалий поля силы тяжести положительным аномалиям магнитного поля аномалиеобразующими объектами являются интрузивные тела повышенной плотности и основности, внедрившиеся по разломам и осложнившие структурно-тектонический план вышележащих отложений, включая протерозойские образования и отложения девонской системы. Такие аномалиеобразующие объекты являются перспективными на обнаружение ловушек УВ как в отложениях палеозоя, так и в отложениях протерозоя.

При плановом соответствии аномалии поля силы тяжести временной аномалии, прослеживаемой в интервале глубин протерозойских отложений, но не нашедшей отражения в отложениях палеозоя, объект, сформировавший вышеуказанные аномалии, относится к прогнозно-перспективным объектам на обнаружение ловушек УВ непосредственно в рифейско-вендских отложениях. То есть совокупный анализ геолого-геофизических данных позволяет на качественном уровне картировать однородные

объекты (или зоны) в интервалах глубин залегания как палеозойских, так и протерозойских отложений, тем самым прогнозировать их стратиграфическую и, возможно, генетическую принадлежность.

Примеры отражения в потенциальных полях и в сейсмическом поле прогнозно-перспективных объектов на обнаружение ловушек углеводородов, включая интрузивные тела, которые осложняют структурно-тектонический план вышележащих отложений и формируют структуры облекания, приведены на рисунках №№ 2, 3, 4. При положительном результате нефтепоисковых работ, проведенных в пределах прогнозно-перспективных объектов, выявленных по комплексу геофизических данных, можно будет констатировать, что рифейско-вендские отложения территории северо-западного борта Камско-Бельского авлакогена в пределах северо-восточной части Республики Татарстан, также как и на сопредельных территориях Удмуртии и Пермской области, нефтеносны. Таким образом, успешное решение этой актуальной задачи может в перспективе способствовать увеличению резерва запасов нефти на территории Республики Татарстан.

Литература

- Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. В 2-х частях. М.: ВНИИОЭНГ. 1994. 137.
- Савельев В.А. Особенности геологического строения вендских залежей на примере Шарканского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. №12. 2004. 14-16.
- Ситдинов Б.С. Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР. Казань, 1968. 418.
- Степанов В.П., Баранов В.В., Кавеев И.Х. и др. Отчет по теме 2/88 «Уточнение геологического строения фундамента и глубокозалегающих толщ по землям объединения «Татнефть». Кн. 2. 2005. 120.

N.A. Dokuchaeva, E.E. Andreeva. **The estimation of localization possibility of objects, perspective on traps of hydrocarbons, in adjournment of riphean-venedian complex in northeast part of Tatarstan Republic.**

Dodevonsky terrigenous complex developed in northeast part of Tatarstan Republic is potentially petroperspective as at geological cut of Proterozoic are present both breed-collector, and breed-landing seat. The estimation of possibility of localization of objects, perspective on traps of hydrocarbons, in adjournment of riphean-venedian complex is spent on the basis of complex interpretation of the data of seismic prospecting, gravic exploration and magnet exploration. The successful decision of this actual problem can promote in the long term to increase in a reserve of stocks of oil in Tatarstan Republic.

Keywords: riphean-venedian adjournment, anomaly, fault, raising, forecasted petrosearch object.

Нина Абрамовна Докучаева

ведущий научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: использование комплекса данных геофизических методов в изучении геологического строения нефтяных месторождений и формировании залежей углеводородов.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-31-65.

ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ КАК СТРУКТУРНЫЙ КРИТЕРИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ТЕРРИГЕННОГО ДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА

На примере западного склона Южно-Татарского свода проведен палеотектонический анализ с целью определения перспектив нефтенасыщения терригенных девонских отложений. Оценена важность объективной ситуации древнего рельефа, от которой зависит успешность разведки, доразведки залежей нефти. При построении карт изопахит девонских отложений были выбраны интервалы от поверхности кристаллического фундамента до кровли ардатовского горизонта и от поверхности кристаллического фундамента до подошвы репера «аяксы». Определена важнейшая роль тектонического фактора и его влияние на формирование ловушек.

Ключевые слова: месторождение, рельеф, палеотектоника, изопахиты, залежь.

Изучение общих закономерностей структурообразования, размещения ловушек и контролируемых ими залежей необходимо для выявления новых месторождений нефти и разведки известных. Палеотектонический анализ с этой целью проводился в пределах западного склона ЮТС на территориях Шереметьевского и Ульяновского месторождений (Ларочкина, 2010).

Трудности при проведении анализа обусловлены небольшим количеством скважин, вскрывших фундамент, неравномерным размывом терригенной толщи девона, а также отсутствием данных палинологических исследований для четкого разграничения по возрасту отложений и пластов.

Наиболее широко распространенным количественным методом восстановления древнего рельефа является анализ мощностей отложений, позволяющий выявить особенности геологического развития и роли влияния тектонических движений в отдельные промежутки времени на формирование девонской терригенной толщи (Байдова и др., 1976).

Выбор объектов палеотектонического анализа определялся, в первую очередь, их потенциальной продуктивностью, и вторым важным условием является обеспечение наибольшей эффективности метода в условиях проявления размыва. В истории накопления терригенного девонского комплекса выделяется эйфельско-ардатовский и муллинско-тиманский этапы, разделенные региональными несогласиями и перерывами в осадконакоплении.

В связи с этим, при построении карт изопахит девонских отложений были выбраны интервалы от поверхности кристаллического фундамента до кровли ардатовского горизонта и от поверхности кристаллического фундамента до подошвы репера «аяксы».

Эйфельско-ардатовский этап накопления терригенного девонского комплекса характеризовался значительной неравномерностью наступления морской

трансгрессии насушу. Наиболее распространены пространственно отложения, собственно, прибрежной области, сохранившиеся после размыва только локально (Ларочкина, 2008). Так, в пределах западного склона Южно-Татарского свода отложения эйфельского яруса развиты в южной части склона, где в районе Черемшанской площади мощность достигает 27 м, а в продвижении на север и северо-восток отложения встречаются исключительно мелкими отдельными зонами мощностью от 0 до 10 м. В районе Шереметьевского месторождения зафиксировано полное отсутствие отложений. Литологический состав яруса изменяется от переслаивания разнозернистых кварцевых песчаников, алевролитов и реже аргиллитов в нижней части, до прослоев глинистых, органогенно-обломочных известняков – в верхней.

В ардатовский период накопление осадков происходило в условиях прибрежного мелководья и в зоне открытого моря. Накопление алевролитов и песчаников периодически сменялось накоплением известняков и глинистых известняков. Общая мощность горизонта изменяется с севера на юг от 11 м в районе Шереметьевского месторождения до 36 м в зоне Ульяновского месторождения и достигает 50 м на Черемшанской площади.

Шереметьевское месторождение в тектоническом плане размещается в северной части Ульяновской гряды. В осадочном чехле Западно-Пановским прогибом участок разделен на Пановскую и Кулмаксинскую валлообразные зоны с региональным террасовидным погружением в западном направлении в сторону Баганинского прогиба. Валлообразные зоны, в свою очередь, серией мелких прогибов разделены на локальные малоамплитудные поднятия III порядка.

Из анализа карты изопахит от поверхности кристаллического фундамента до кровли ардатовского горизонта (Рис. 1) следует, что области всех поднятий характеризуются сокращением мощности отложений воробь-

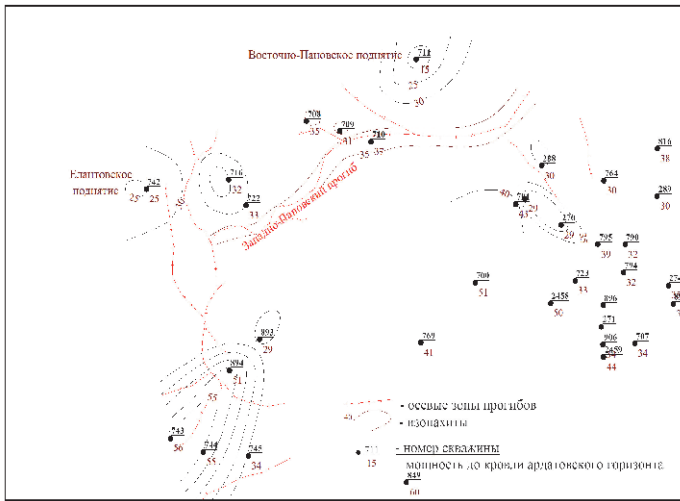


Рис. 1. Схематическая карта изоплахит от кристаллического фундамента до кровли ардатского горизонта.

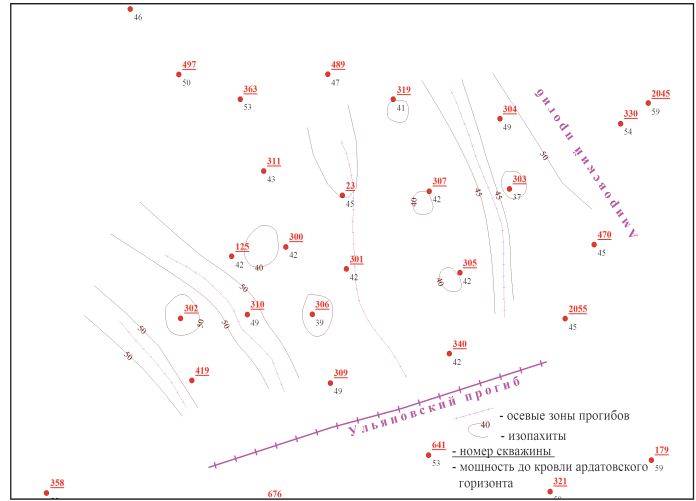


Рис. 2. Схематическая карта изоплахит от кристаллического фундамента до кровли ардатского горизонта

евско-ардатского времени. Наиболее приподнятые части в пределах Шереметьевского месторождения выявлены на северо-востоке и северо-западе, связанные с выступающими под уровнем моря поднятиями Восточно-Пановское и Елантовское, относящиеся к Пановской валообразной зоне. Данные структуры являются унаследованными от кристаллического фундамента. Толщина отложений составляет здесь 15-25 м соответственно. Юго-запад месторождения характеризуется мощностями свыше 50 м, что свидетельствует о формировании системы прогибов. Рельеф воробьевско-ардатского бассейна представлял собой слабо расчлененную поверхность с перепадом высот 4-5 м и лишь в зоне приближенной к Баганинскому прогибу на юго-западе участка достигает 22 м.

Ульяновское месторождение по поверхности кристаллического фундамента расположено в западной части Ульяновской гряды. В осадочном чехле месторождение относится к Ульяновской валообразной зоне северо-восточного простирания. Зона окаймляется с юга Ульяновским, а с востока Амировским прогибами, что подтверждается увеличением отложений до 59-60 м (Рис. 2). На фоне погружений наблюдаются отдельные куполовидные поднятия, где мощность отложений не превышает 40 м. Сама валообразная зона сформировалась в домуллинское время, одновременно в её границах сформировалась группа мелких локальных поднятий. Восточное крыло Ульяновской структуры находится выше, чем западное, толщина отложений изменяется от 37 м до 42 м, соответственно. Перепады толщин отложений воробьевско-ардатского времени между поднятиями и прогибами составляют 3-5 м и лишь на востоке, в районе Амировского прогиба, составляют около 17 м.

Из выше сказанного можно сделать вывод, что значительная часть прогибов и поднятий, проявленных в современном структурном плане терригенного девона на Шереметьевском и Ульяновском месторождениях, унаследованы от кристаллического фундамента.

Муллинско-тиманский этап осадконакопления. Полнота разреза муллинских отложений в пределах запад-

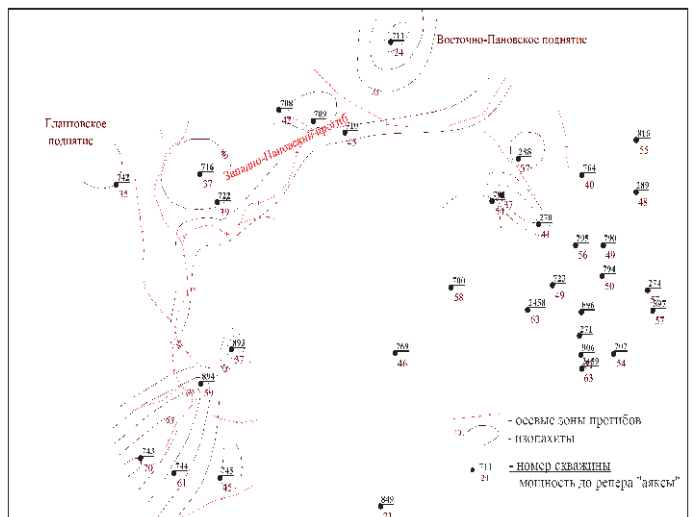


Рис. 3. Схематическая карта изоплахит от кристаллического фундамента до подошвы репера «аяскы».

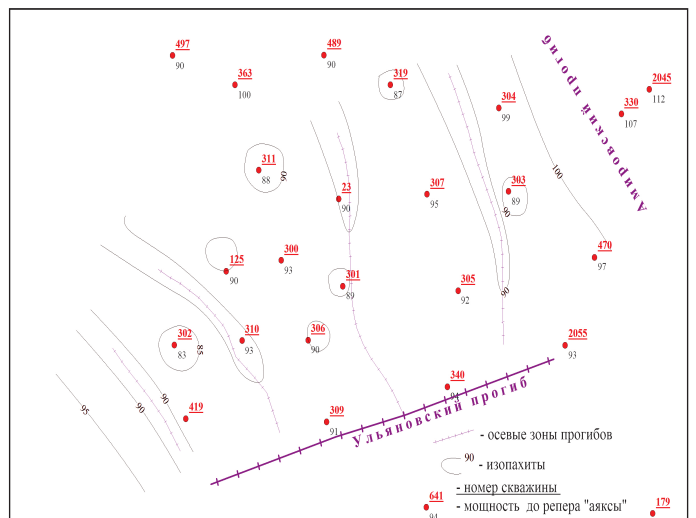


Рис. 4. Схематическая карта изоплахит от кристаллического фундамента до подошвы репера «аяскы».

ного склона ЮТС сокращается с востока на запад. Общая мощность отложений муллинского горизонта изменяется от полного размыва на севере западного склона ЮТС (Шереметьевское месторождение), частичным размывом в районе Ивинского, Ульяновского месторождений, достигая максимальных толщин от 20 м до 40 м в южной части западного склона ЮТС.

Пашийский продуктивный горизонт D_1 сложен пятью песчано-алевритовыми пластами, разделенные алевритово-глинистыми породами. В направлении с юга, где пашийский горизонт развит в полном объеме, на запад и северо-запад толщина отложений сокращается от 11-18 м на Ульяновской площади и полностью выклинивается на Шереметьевском месторождении.

Тиманский этап осадконакопления ознаменовался крупнейшим перерывом в начале тиманского времени, что определило глубокий размыв отложений. Так, в районе Шереметьевского месторождения тиманские отложения перекрывают ардатовские отложения, а по мере удаления от северо-западного склона ЮТС на юг – трансгрессивно залегают на муллинских и пашийских образованиях.

В связи с этим, более значительная дифференциация мощности терригенного девона в районах поднятий и прогибов происходит от поверхности кристаллического фундамента до подошвы репера «аяксы». Так, в пределах северо-западной части западного склона ЮТС, в районе Шереметьевского месторождения перепады составляют уже 15-30 м (Рис. 3). Неравномерное осадконакопление связано, в первую очередь, с полным размывом отложений муллинского и пашийского времени на данной территории, что косвенно подтверждает тектоническую активность в муллинско-тиманский этап.

Более сглаженная картина предстает на Ульяновском месторождении.

Рельеф муллинско-тиманского бассейна Ульяновского участка имеет более сnivelированный вид. Поверхность склона равномерно погружается на юго-запад и восток в стороны региональных прогибов – Ульяновского и Амировского. Поднятия в рельефе выражены значительно слабее, колебания мощности между поднятиями и прогибами не превышают 10-12 м (Рис. 4). Происходит частичная компенсация прогибов за счет отложений муллинского и пашийского горизонтов. Тектонический фактор на данном участке проявляется значительно слабее, чем на Шереметьевском месторождении.

Итак, основной этап формирования исследуемых участков, расположенных в пределах северо-западной и западной территории западного склона ЮТС, пришелся на муллинско-кыновское время. Предкыновский размыв уничтожил на различную глубину отложения пашийского горизонта в районе Ульяновского месторождения и полный размыв пашийских и муллинских – на Шереметьевском месторождении, однако в распределении суммарной мощности девонских терригенных отложений определена та же закономерность, что и воровско-ардатовских – увеличение толщины в районе прогибов в современном структурном плане и сокра-

щение на поднятиях, что свидетельствует о важнейшей роли тектонического фактора при формировании платформенных толщ.

Проведенные палеотектонические построения позволили выявить систему мелких локальных поднятий, способных сформировать ловушки в терригенной толще девона. Выявленные поднятия на Шереметьевском и Ульяновском месторождении в терригенном девоне имеют тектонический и тектоно-седиментационный характер. Палеотектонический анализ позволяет восстановить древнюю тектоническую обстановку, природу образования поднятий, что позволяет прогнозировать связанные с ними залежи нефти. Однако возможности данного анализа все-таки лучшим образом реализуются при достижении высокого уровня разбуренности территории.

Литература

Байдова И.К. и др. К вопросу палеогеоморфологических исследований в связи с поисками погребенных ловушек нефти в Татарстане. *Сб. тр.: «Геология, разработка, физика и гидродинамика пласта нефтяных месторождений Татарии»*. Бугульма. Выпуск XXXIV. 1976.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ «ГАРТ». 2008.

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Новиков И.П. Особенности корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений в зонах развития эрозионно-карстовых врезов. *Георесурсы*. №3(35). 2010. 22-26.

I.A. Larochkina, R.R. Ganiev, T.A. Kapkova, E.N. Mikhailova. **Paleotectonic characteristics of the territory as structural criteria for forecasting prospects oil terrigenous devonian complex.**

On an example the western slope of the South-Tatar arch held palaeotectonic analysis to determine the prospects for oil saturation terrigenous Devonian. Assess the importance of the objective situation of the ancient terrain, on which depends the success of exploration, detailed exploration of oil deposits. In constructing the isopach maps of the Devonian sediments were selected intervals from the surface of the crystalline basement to the roof Ardatov horizon and from the surface of the crystalline basement to the sole frame of Ajax. Defined the essential role of the tectonic factor and its influence on the formation of traps.

Keywords: deposit, relief, paleotektonika, izopahity, fallow.

Татьяна Анатольевна Капкива
научный сотрудник. Научные интересы: методы поиска и разведки нефтяных месторождений.

Евгения Николаевна Михайлова
инженер-исследователь. Научные интересы: методы поиска и разведки нефтяных месторождений, изучение геологии эрозионно-карстовых врезов.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан.
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 275-96-95, 298-16-17.

ДЕТАЛЬНАЯ ПОСЛОЙНАЯ КОРРЕЛЯЦИИ КАШИРСКИХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Каширский горизонт – один из первоочередных возвратных горизонтов, являясь потенциально нефтеносным, требует более детального изучения. Ввиду такой особенности его строения как залегание водоносных пропластков гипсометрически выше нефтеносных в пределах одного пласта, необходима детальная послойная корреляция эффективных прослоев для исключения ошибочного объединения разновозрастных пропластков в один подсчетный объект. Тщательность корреляции каширских отложений будет способствовать более точной оценке запасов нефти в этих отложениях и выработке в дальнейшем более оптимальной системы их разработки.

Ключевые слова: каширский горизонт, коллектор, корреляция, залежь, подсчет запасов.

Каширские отложения – потенциально нефтенасыщенный интервал разреза осадочной толщи. Нефтеносность его доказана опробованием в колонне, данными испытания пластов на трубах в процессе бурения скважин и прогнозируется по промыслово-геофизическому комплексу ГИС. На ряде месторождений (Зюзеевское, Степноозерское и др.) из каширских отложений был отобран керн, в котором отмечается нефтеносность различной интенсивности.

Отсюда, необходимость всестороннего изучения каширской толщи: ее литологии, петрографии, положения эффективных прослоев, их коллекторских свойств и разделяющих эти прослои перемычек, физико-химических свойств флюидов, насыщающих эффективные прослои, в первую очередь, нефти.

По своему строению каширская толща резко отличается от подстилающих ее отложений верейского горизонта.

Одна из наиболее важных и характерных особенностей строения – наличие в разрезе продуктивных пластов (всего их 5, реже 6) водоносных прослоев, залегающих гипсометрически выше нефтенасыщенных по данным опробования и ГИС. Разделяющая их перемычка из плотных известняков или доломитов имеет толщину от 0,8 м до нескольких метров. Изолирующие свойства подобных перемычек (флюидоупоров) практически не изучены. Водо- и нефтенасыщенные прослои по литолого-петрографическим показателям (химическому составу, структуре, текстуре) идентичны.

Другой характерной особенностью строения каширской толщи является ее вторичная измененность: перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация, сульфатизация, глинизация.

Вторичные процессы протекали как на стадии диagenеза каширских осадков, так и в сформировавшейся толще пород за счет подземных вод, обладавших изменчивым во времени химизмом. Вторичное преобразование каширской толщи происходило до формирования залежей нефти и во многом определило строение последних: их размеры, колебание нефтенасыщенной толщины, из-

менение по площади залежей коллекторских свойств, тип залежей.

Важным элементом строения каширских отложений является также относительно фиксированное положение эффективных прослоев в их разрезе относительно кровли верейского горизонта. Общая толщина каждого из каширских пластов (Скш-1, Скш-2 и т.д.) является относительно постоянной. Кровли пластов вследствие этого залегают параллельно друг другу и повторяют структурный план верейской поверхности. Поскольку эффективные прослои занимают фиксированное положение в разрезе относительно верейской поверхности, построения по их кровле (и подошве) будут повторять структурные построения по кровле верейских отложений.

За счет литофациальной вторичной неоднородности каширской толщи разновозрастные прослои с эффективной толщиной по латерали замещаются плотными разностями карбонатных пород на различных расстояниях от вскрывшей их скважины. Поэтому от скважины к скважине количество эффективных прослоев меняется фактически непредсказуемо. С учетом замещения и наличия в разрезе скважин водонасыщенных прослоев над нефтенасыщенными возникает необходимость тщательной и практически послойной корреляции каширских разрезов на месторождении.

Для достоверности и наглядности послойной корреляции возникает необходимость обозначения каждого из эффективных пропластков (сверху - вниз) индексом продуктивного пласта с буквенным обозначением прослоя: Скш-1а, Скш-1б, Скш-2а, Скш-2б и т.д. Для буквенного обозначения пропластков выбираются скважины с их наибольшим количеством. Для разных пластов Скш-1, Скш-2, Скш-3 и т.д. – скважины могут быть, естественно, разными.

На рисунке приведен пример корреляции каширских отложений по скважинам одного из месторождений Восточного борта Мелекесской впадины Республики Татарстан, в которых было проведено опробование и отобран керн из каширских отложений.

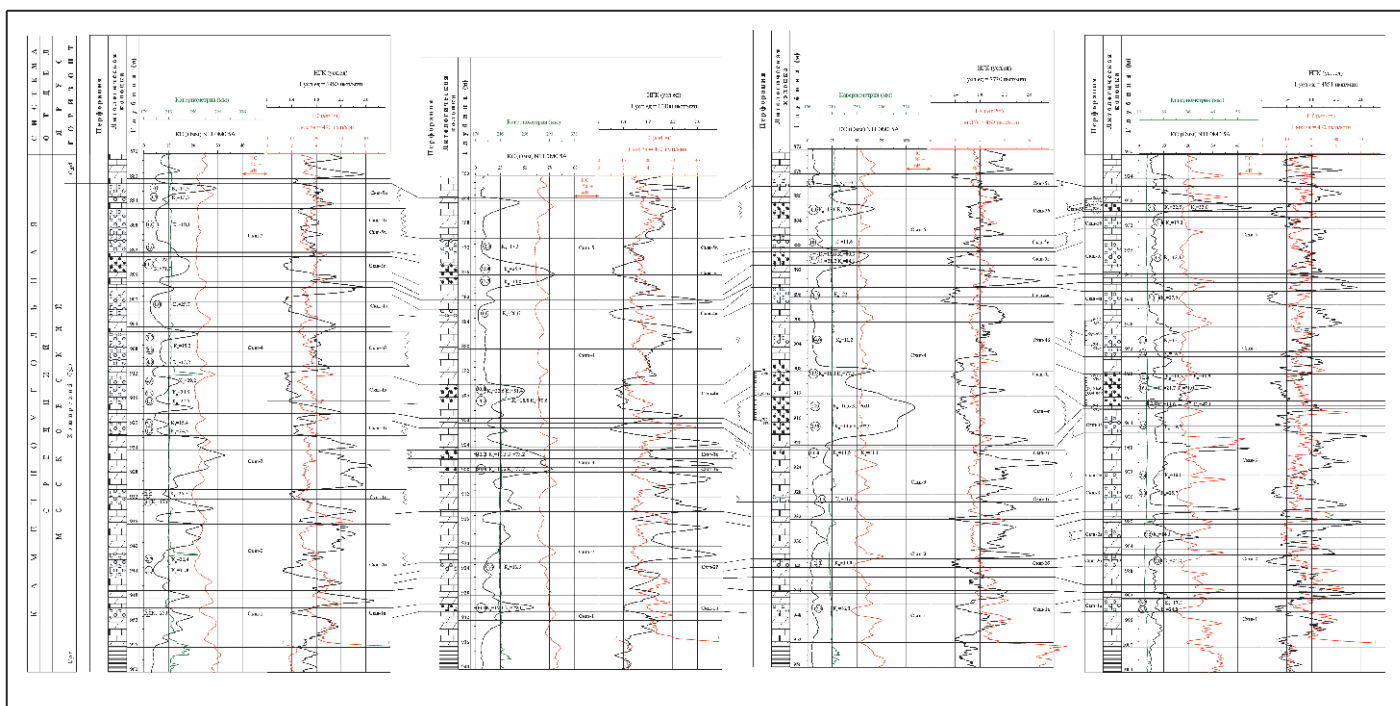


Рис. Схема корреляции каширских отложений.

Кровля эффективного пропластка Скш-1а залегает на 5-8 м выше кровли верейского горизонта. Нефтенасыщение по ГИС отмечено в одной скважине. В пласте Скш-2 по ГИС выделяется до 4-х эффективных прослоев (Скш-2а – Скш-2г). Из них нефтенасыщенными являются пропластки Скш-2в и Скш-2г, тогда как гипсометрически верхние – Скш-2а и Скш-2б – являются водонасыщенными во всех скважинах месторождения.

При подсчете запасов нефти залежей, приуроченных к тому или иному каширскому продуктивному пласту, все построения следует проводить по конкретному пропластку – будь то или Скш-1а, или Скш-2в, или Скш-4г, или Скш-5г, объединяя в один объект подсчета «соседние» пропластки, например, Скш-4в и Скш-4г, разделенные плотной перемычкой толщиной до 2-4 м, если этому не противоречат данные опробования, например, получение воды из верхнего пропластка Скш-4в и нефти из Скш-4г в одной и той же скважине.

Таким образом, послойная корреляция каширских разрезов с прослеживанием ареалов развития эффективных пропластков исключает объединение разновозрастных пропластков в один подсчетный объект, например, Скш-5г и Скш-4в или других их сочетаний, которое может привести как к искажению строения фактически самостоятельных залежей, имеющих разные отметки ВНК, так и к недостоверной величине подсчитанных запасов нефти.

Тщательность корреляции каширских отложений с учетом особенностей их литофациального строения, положения эффективных прослоев в разрезе и прерывистости их развития по площади будет способствовать более точной оценке запасов нефти в этих отложениях и выработке в дальнейшем более оптимальной системы их разработки.

A.G. Baranova, Y.M. Arefiev. **The detailed level-by-level correlation of Kashirsky productive horizons for more exact estimation of oil reserves.**

The Kashirsky horizon is one of prime returnable horizons. It is oil potential and demands more detailed studying. It is necessary detailed level-by-level correlation of effective pays for an exception of erroneous association uneven-age pay in one object of reserves calculation, because there is such feature of its structure as bedding aquiferous pays hypsometric above oil potential within one layer. Carefulness of correlation of kashir deposits will promote more exact estimation of reserves of oil in these deposits and development of more optimum system of their exploitation.

Keywords: kashir horizon, reservoir, correlation, exploration, reserves calculation.

Анна Геннадьевна Баранова

научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: перспективы нефтеносности нетрадиционных и малоисследованных пластов коллекторов каменноугольного разреза по данным ГИС, создание информационно- архивной системы.

Юрий Михайлович Арефьев

научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: изучение и моделирование строения залежей нефти в различных продуктивных толщах осадочного чехла.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 298-31-65.

И.А. Ларочкина¹, Е.Н. Михайлова², И.П. Новиков³¹Министерство энергетики Республики Татарстан, Казань²Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань³ОАО «Татнефтьпром», Альметьевск
eugeniamikh@mail.ru

БОБРИКОВСКИЕ ВРЕЗЫ КАК ОБЪЕКТЫ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ УЛЬЯНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

На склонах Южно-Татарского свода, в основном, преобладает недокомпенсированный тип вреза. Ульяновское месторождение является одним из тех исключений, когда на территории развит преимущественно перекомпенсированный тип. Выявление генезиса вреза и закономерностей развития коллекторских толщ радаевско-бобриковского возраста позволяет разработать комплекс геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки одного из основных продуктивных горизонтов на территории Татарстана.

Ключевые слова: генезис, врез, палеоструктурный план, тип вреза.

Реальная картина развития мощных песчаных толщ, связанных с врезами, и прогноз их пространственного развития позволяют с высокой экономической эффективностью проектировать и бурить горизонтальные добывающие скважины. И в этой связи закономерно встает вопрос их генезиса, так как он по существу определяет мощность его заполнения, в том числе толщи коллекторов. Наиболее доказательна точка зрения их эрозионно-карстового происхождения в посттурнейское время при преобладающем воздействии карстовых процессов. Тем не менее, существуют и иные воззрения.

Дискуссии и противоречивые взгляды на генезис врезов вызывают следующие обстоятельства. В палеоструктурном плане врезы, как правило, приурочены к сводам и присоводовым частям древних структур, в современном плане картина обратная: большинство врезных форм контролируется периклинальными и крыльевыми частями локальных поднятий. Лишь небольшое количество врезов в современной структурной поверхности турнейского яруса тяготеет к сводам. И последнее видимое обстоятельство наводит геологов на мысль об отсутствии карстовой составляющей в их генезисе. О точной принадлежности конкретной врезной формы к генетической группе – эрозионной, карстовой, карстово-эрозионной или эрозионно-карстовой и, соответственно, об их способности к увеличению емкости ловушки позволяют судить лишь палеотектонические реконструкции.

Радаевско-бобриковское время на западном склоне Южно-Татарского свода, где размещается Ульяновское месторождение, характеризуется неоднородностью фациальных условий как по площади, так и по разрезу, чем и объясняется набор большого комплекса фаций: прибрежно-морских, прибрежно-континентальных и озерно-болотных (Ларочкина, 2008).

Установлено, что на склонах Южно-Татарского свода в геологическом прошлом в посттурнейское время карстовые процессы доминировали над эрозионными. Прямым свидетельством этому является весьма часто встречающийся, так называемый, некомпенсированный тип радаевско-бобриковского разреза – такой тип, в котором его общая толщина явно меньше величины уничтожен-

ных разрушением турнейских карбонатных пород. Для этих типов разрезов характерны, во-первых, значительные величины разрушенных турнейских пород и, во-вторых, присутствие в разрезе одиночных пластов известняков различной мощности – от 1,0 до 15-18 м. Естественно, что наиболее привлекательным для развития терригенных коллекторов во врезях являются компенсированные или перекомпенсированные типы врезов.

Первый тип встречается крайне редко, для него характерно равенство двух показателей: величины размыва и объема накопленных терригенных осадков. Второй тип – перекомпенсированный, распространен очень широко, характеризуется параметрами, где мощность радаевско-бобриковских отложений резко преобладает над величиной размыва. Разрезы двух последних типов врезов характеризуются максимальными величинами песчаных толщ.

Точное прослеживание развития таких увеличенных мощностей песчаного тела в пределах локального поднятия – ловушки позволяют разработать комплекс геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию нефтедобычи на подобных объектах. С этих позиций крайне интересным объектом является радаевско-бобриковский продуктивный горизонт на Ульяновском месторождении.

Ульяновское многопластовое месторождение контролируется крупной валообразной зоной II порядка северо-восточного простирания. Валообразная зона в осадочной толще сформирована одноименной грядой кристаллического фундамента, в свою очередь состоящей из системы блоков, ориентированных в северо-восточном направлении. Гряда кристаллического основания четко ограничена со всех сторон регионально прослеживаемыми разломными зонами, аналогичная система разломов северо-западного простирания разделяют гряду на группу блоков (Ларочкина и др., 2010).

Структурные поверхности турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов характеризуются усложненным структурным планом по отношению к гряде фундамента и девону.

Мелкие локальные поднятия III и IV порядков биогермного генезиса значительно усложняют поверхности нижнекаменноугольных отложений, дифференцируя их и на-

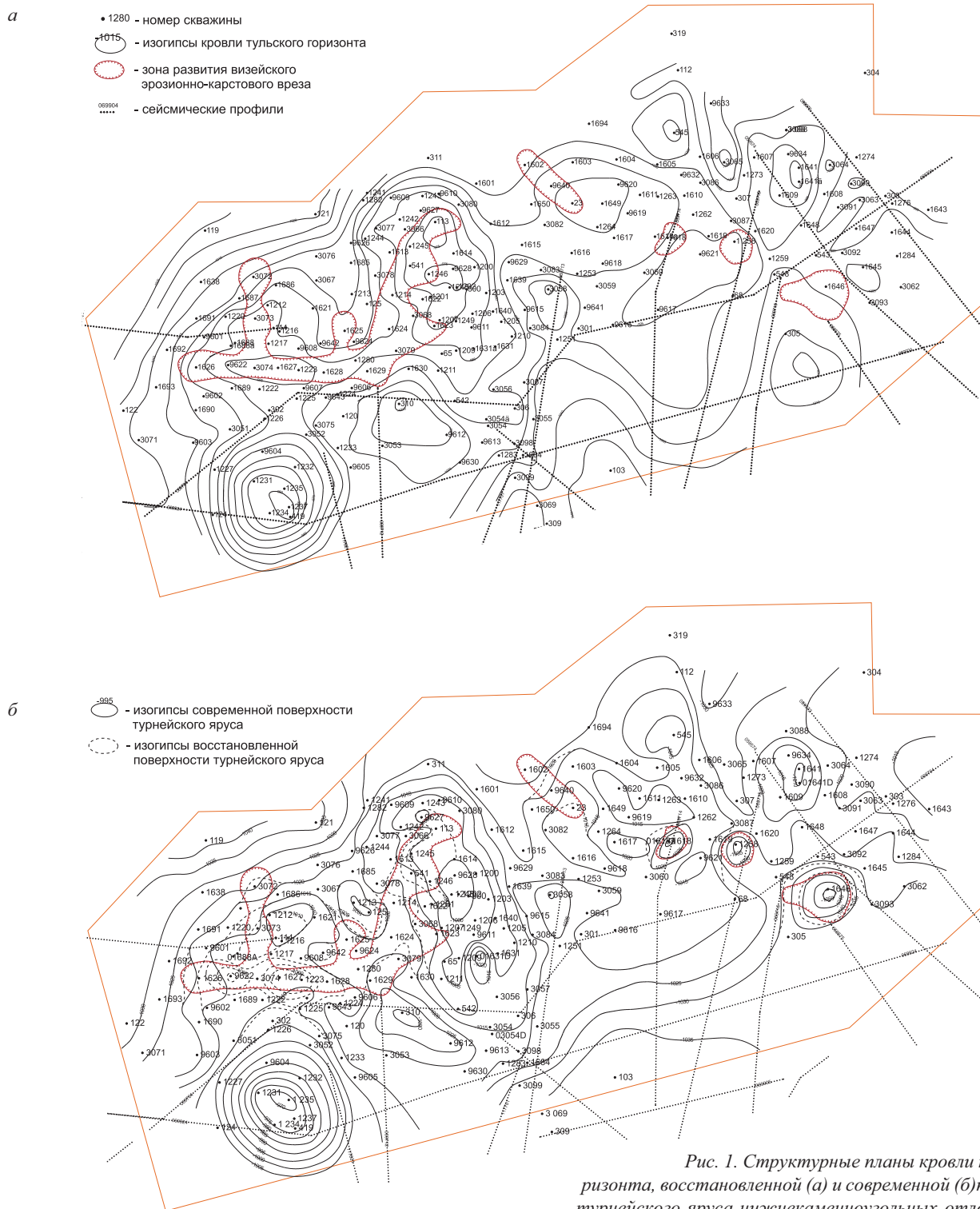


Рис. 1. Структурные планы кровли тульского горизонта, восстановленной (а) и современной (б) поверхностей турнейского яруса нижнекаменноугольных отложений.

рашивая в размерах площадь валообразной зоны. Тем не менее, в целом турнейский, бобриковский и тульский структурные планы носят унаследованный характер и характеризуются прямым отражением структуры фундамента и девона (Рис. 1). В нижнекаменноугольных отложениях размеры структуры составляют 7,0х3,6 км, амплитуда достигает 40 м.

Как и в кровле девонско-терригенного комплекса, валообразная зона разделена системой ориентированных на северо-запад регионально прослеживающихся прогибов, которые по отношению к нижнему структурному этажу сместились в двух различных направлениях – восточном и западном на расстояние от 0,2 до 0,7 км. Кровля турнейского

яруса осложнена новообразованными структурными формами – локальными поднятиями биогермного генезиса с девонскими биогермными ядрами в основании и радаевско-бобриковскими эрозионно-карстовыми врезам.

Поверхность турнейского яруса Ульяновской валообразной зоны служит идеальным примером врезов перекомпенсированного типа. Кровлю карбонатных пород турнейского яруса осложняют врезные зоны различных пространственно организованных форм (Рис. 1). В западной части валообразной зоны выявлен наиболее обширный врез, имеющий вид желоба с неровными краями и боковыми ответвлениями. Величина денудации в целом небольшая и варьирует от 4-7м до 16-19м. Пространственно домини-

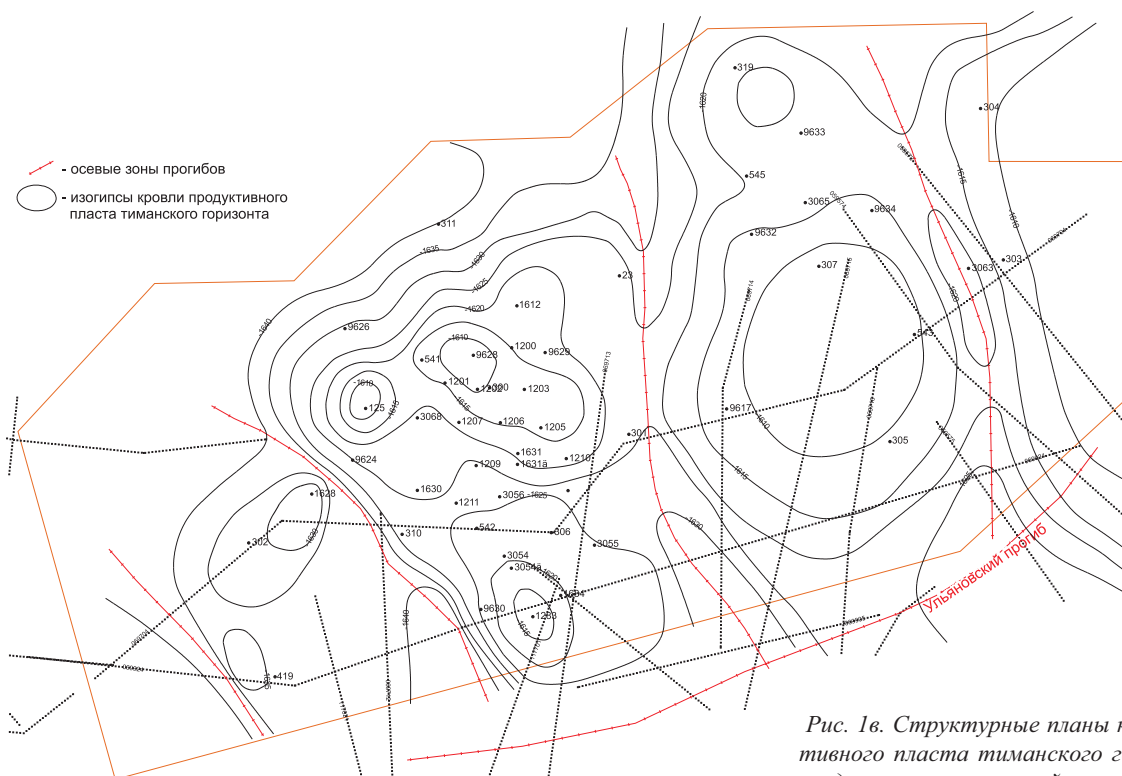


Рис. 1в. Структурные планы кровли продуктивного пласта тиманского горизонта верхнедевонских отложений.

нируют небольшие и даже несущественные величины деструкции турнейских карбонатов. Лишь три скважины из двадцати, вскрывших аномальные разрезы, а именно: скважины №№1627, 1223, 9622 зафиксировали повышенные объемы «среза» толщи турнейского возраста. По существу по всей врезовой зоне денудацией захвачены преимущественно маломощные кровельные части пород кизеловского возраста, а лишь в трех скважинах – кизеловские полностью. Необходимо отметить важнейшее обстоятельство – пространственную выдержанность величины деструкции карбонатных пород: либо в интервале 4-7 м, либо 16-19 м.

Методом реставрации кровли турнейского яруса до ее денудации установлено, что эти три скважины пробуре-

ны в вершинах двух палеоподнятий IV порядка. Одновременно установлено, что собственно врезовая зона, как палеоформа сформировалась в результате воздействия преимущественно эрозионных процессов в присводовой зоне. Соответственно в скважинах, вскрывших аномальные разрезы турнейского яруса в палеосводе валообразной зоны, выявлены самые мощные песчаные толщи в радаевско-бобриковском горизонте, представленные, как правило, преимущественно единичным мощным пластом. Мощности этих пластов достигают 13-15м. Важной особенностью распространения данных песчаных толщ является наличие «околоврезового» эффекта – увеличенные

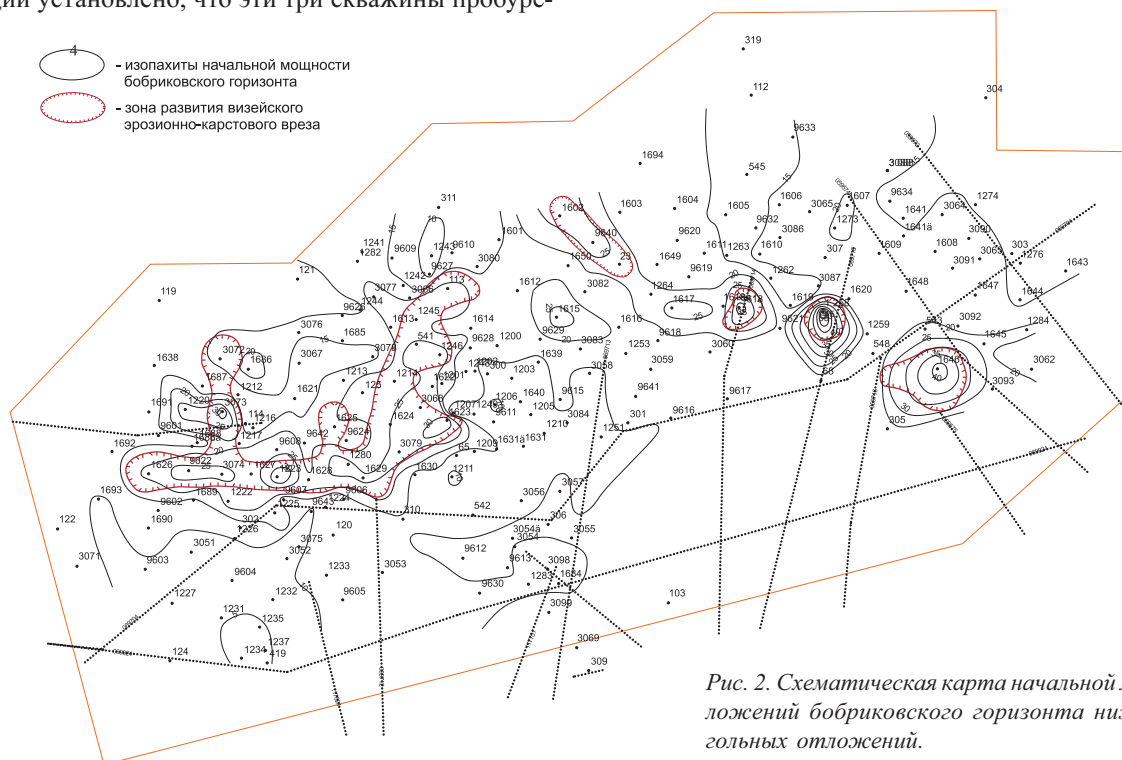


Рис. 2. Схематическая карта начальной мощности отложений бобриковского горизонта нижнекаменноугольных отложений.

мощности песчаников радаевско-бобриковского возраста плащеобразно перекрывают границы вреза и продолжают за врезами, затем резко снижаются до 3-6 м к крыльям и периклиналям валообразной зоны.

Несколько иная картина на восточном участке Ульяновского месторождения. Здесь аномальные зоны развития радаевско-бобриковского горизонта имеют исключительно локальный характер. Выявлено четыре локальные котловинного типа врезные зоны, размерами 0,15х0,15км – 0,2х0,2км, одна – в северной части участка, другие – в центральной и южной частях, амплитуды срезов турнейских пород небольшие – от 4-5м до 10-16м. Резкие перепады денудации турнейских пород не зафиксированы. Характерно, что в трех врезях величины размыва турнейских пород выдержаны в пределах 10-16м, в северном врезе 4-5м. В палеоплане, в отличие от западного участка, они формировались в иных палеогеоморфологических условиях. Первые три образовались либо в осевой, либо в бортовых зонах древнего прогиба. Северный врез захватил частично склон пологого свода IV порядка и продолжился на примыкающей к нему периклинали и крыле участка. Однако характеристики типов врезов идентичны таковому на западном участке Ульяновского вала. Все четыре формы, несмотря на отличающиеся условия их формирования, характеризуются как перекомпенсированные типы. Мощности осадков радаевско-бобриковского горизонта в первых трех варьируют в пределах 27-40м, резко понижаясь за их границами до 10-15м. В четвертом мощность осадков выдержана в пределах 16-17м, снижаясь до 10-12м вне его пространства.

Для установления зависимости между условиями осадконакопления в бобриковское время и древней поверхностью турнейского яруса нами были рассчитаны начальные мощности терригенного комплекса отложений радаевско-бобриковского горизонта с применением коэффициентов уплотнения отдельно для песчаной и аргиллитовой составляющих частей врезза (Рис. 2).

Анализ первичных мощностей осадков радаевско-бобриковского комплекса свидетельствует об их высокодифференцированном характере распределения как в пределах собственно валообразной зоны, так и за её пределами. Сравнивая западный и восточный участки Ульяновской валообразной зоны можно утверждать, что в целом на фоне испытывающего тенденцию к подъему западного блока, восточный испытывал тенденцию к погружению. Об этом факте свидетельствует поле общих значительно увеличенных первоначальных мощностей радаевско-бобриковского горизонта восточного блока по отношению к западному. Минимальные мощности толщи наблюдаются на западном блоке вала, в его юго-западной части, где высятся высокоамплитудное, около 50-60 м, биогермное сооружение. Первоначальные мощности отлагавшихся в радаевско бобриковское время осадков здесь составляли всего 4-7 м, после диагенеза – 2,5-2,6 м. Минимальная мощность вскрыта скважиной №1237 в объеме 4,4 м при современной мощности 2,6 м. Исключением на обоих участках, западном и восточном, являются зоны эрозионно-карстовых врезов. В западной части первоначальные мощности достигали 28-33 м, в восточной – 44-55 м.

Описанная ситуация на примере Ульяновской структурной зоны – один из тех редких феноменов, где врезы радаевско-бобриковского возраста образовались в подвод-

ных прибрежно-морских условиях.

Сама Ульяновская тектоническая зона, очевидно, находилась в условиях морского мелководья, лишь одиночное биогермное поднятие в районе скв. №1237 возвышалось на его фоне и было приближено к поверхности водной глади. Кроме того, поскольку западный блок испытывал подъем, то его наиболее возвышенная сводовая часть в подводных условиях подвергалась механическому разрушению – водной эрозии и накоплению мощной полосы грубозернистого песчаного материала во врезовой и околорезовой зонах. В отдельных случаях в наиболее тектонически ослабленных зонах водная эрозия дополнялась карстом.

Турнейская поверхность восточного блока характеризовалась в палеоплане более низкой дифференцированностью турнейской поверхности, чем западного, геоморфологически он находился ниже первого и только формирование карстово-эрозионных котловинных врезов способствовало накоплению здесь локальных песчаных линз.

Заключение

Выявление генезиса, а, соответственно, и закономерностей развития коллекторских толщ радаевско-бобриковского возраста позволяют разработать комплекс геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки одного из основных продуктивных горизонтов на территории Татарстана.

Подобного рода исследования необходимо проводить на каждом месторождении при создании геологических моделей и технологических схем разработки. И только в этом случае мы получаем реальную геологическую модель, способную максимально реализовать при разработке потенциал залежи и месторождения.

Литература

Ларочкина И.А., Ганиев Р.Р., Михайлова Е.Н. Влияние эрозионно-карстовых врезов на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях. *Георесурсы*. 2010. №3 (35). 38-41.

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО «ПФ «ГАРТ». 2008.

I.A. Larochkina, E.N. Mikhailova, I.P. Novikov. **Bobrikov partial barriers as objects of highly effective exploitation of deposit (on example of Ulyanovsk deposit).**

On the slopes of the South-Tatar arch, mainly dominated by undercompensated type of partial barrier. Ulyanovsk deposit is one of those exceptions, when on the territory mostly developed overcompensated type. Identification of the genesis of partial barrier and patterns of development of the reservoir strata radaevsko-bobrikov age can develop a complex geological and technical measures aimed at enhancing the development of one of the main productive horizons in the territory of Tatarstan.

Keywords: genesis, partial barrier, paleostructural plan, the type of partial barrier.

Игорь Петрович Новиков

главный геолог ОАО «Татнефтепром». Научные интересы: совершенствование методов разработки нефтяных месторождений.

423450, РТ, Альметьевск, ул. К. Цеткин, 30.

Тел.: (8553) 32-34-52.

О ПРИЧИНАХ НИЗКОЙ ЗАПОЛНЯЕМОСТИ ЛОВУШЕК НЕФТИ В ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ ТАТАРСТАНА

Изучение перспектив нефтеносности в тульско-бобриковских отложениях, связанных с ловушками антиклинального типа, приуроченных к высокоамплитудным поднятиям на северо-востоке Татарстана на примере Мензелинского, Дружбинского, Киче-Наратского месторождений. Результаты изучения залежей нефти говорят о незначительных скоплениях углеводородов в тульско-бобриковской толще. Выявление причин низкой заполняемости ловушек на Агрызском и Мензелинском участках.

Ключевые слова: тульско-бобриковские отложения, ловушка, перспективы нефтеносности, покрывка.

Перспективы нефтеносности тульско-бобриковских пластов, связанных с ловушками антиклинального типа, приуроченных к высокоамплитудным поднятиям и при этом имеющие значительный этаж нефтеносности в турнейском ярусе, тем не менее на северо-востоке Татарстана весьма скромные. Как показывают результаты их детального изучения, залежи нефти в тульско-бобриковских отложениях здесь имеют весьма ограниченные площади и малые этажи нефтеносности.

О том, что значительная недозаполненность ловушек на Агрызском и Мензелинском участках существует – факт известный, однако объяснений причин этого явления пока не существует.

На наш взгляд, причина кроется в следующем. Корреляция мощностей всех локальных покрывок над продуктивными горизонтами тульско-бобриковской толщ в региональном плане свидетельствует об уменьшении мощностей от северного склона Южно-Татарского свода по направлению к юго-восточному склону Северо-Татарского свода. В связи с этим на северо-востоке Татарстана ожидать крупных залежей месторождений нефти даже на высокоамплитудных поднятиях нельзя (Ольгинское, Озёрное, Мензелинское и др.). Из-за слабой герметичности, небольших значений мощностей покрывок, их пространственной невыдержанности, залежи формируются небольшие по площади. А на поднятиях с небольшой амплитудой, нефть в бобриковских отложениях отсутствует вообще. Залежи углеводородов в таких ловушках формироваться могут, но временные. Основной причиной невозможности сохранения залежей является постепенная утечка углеводородов из-за «слабой» покрывки. В процессе миграции углеводороды не накапливаются, так как такие ловушки вместо того, чтобы улавливать углеводороды – пропускают, в итоге получается, что ловушки фактически не выполняют свою функцию как таковую.

Для иллюстрации изложенного тезиса рассмотрим ряд примеров ловушек различного типа, размещающихся в различных тектонических зонах северо-востока Татарстана.

Западно-Юртовское поднятие размещается в пределах Нуркеевской и Контузлинской терасс на северном склоне Южно-Татарского свода. По поверхности кристаллического фундамента происходит их плавное погружение к оси сводовой части Прикамской разломной зоны.

Непосредственно само поднятие расположено на перекрёстке двух разломов – Прикамского и Бахчисарайского. По кровле тульских отложений Западно-Юртовское поднятие представляет собой брахиантиклиналь с амплитудой более 100 метров. Общий наклон слоев осадочной толщи на месторождении наблюдается в северо-восточном направлении.

Дружбинское поднятие в региональном тектоническом плане по кровле кристаллического фундамента контролируется Бакировско-Сакловской и Маткаушской терассами и осевой зоной Дружбинского разлома. По кровле тульских отложений в районе месторождения прослеживается моноклиальный склон, погружающийся с юго-запада на северо-восток. Склон осложнён по данным сейсморазведки поднятиями и имеет ступенчатое погружение. Амплитуда Дружбинского поднятия составляет около 20 метров.

Киче-Наратское поднятие размещается на западном борту Камско-Бельского авлакогена в краевых зонах Маткаушской и Киче-Наратской терасс. По кровле тульских отложений наблюдается погружение слоёв с юго-запада на северо-восток. Киче-Наратское поднятие представляет собой брахиантиклиналь с амплитудой поднятия около 15м.

Последовательно на каждой ловушке рассмотрим роль локальных покрывок и закономерности их пространственного размещения.

Покрывки над тульско-бобриковскими коллекторами на **Мензелинском** месторождении (Западно-Юртовское поднятие) носят локальный характер (Рис. 1).

Непосредственно для пласта Стл-3 покрывкой является тульский репер (Rp-1), представленный глинисто-карбонатными породами. Мощность покрывки варьирует от 5,7 до 8,5 метров. Рост мощности покрывки происходит от свода к периклиналям поднятия. На периклиналях Кп (коэффициент пористости) очень низкий, в сводовой части происходит его увеличение, а соответственно наблюдается и снижение качества покрывки, но значения кондиционных пределов не превышаются.

Для пласта Стл-2 покрывкой являются аргиллиты. Мощность локальной покрывки небольшая и составляет от 0,5 до 6,0 метров. Причём наблюдается аналогичная закономерность: в своде поднятия мощность покрывки меньше, чем на периклиналях. Коэффициент пористости

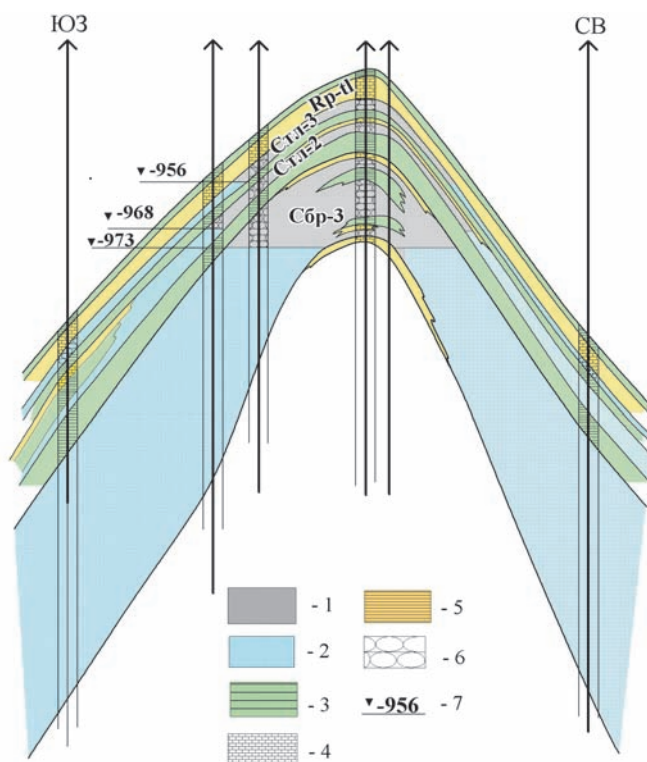


Рис. 1. Мензелинское месторождение. Схематический геологический профиль тульско-бобриковских отложений. 1 – нефтенасыщенность; 2 – водонасыщенность; 3 – алевролиты; 4 – известняки; 5 – глинисто-карбонатные породы; 6 – песчаники; 7 – абсолютная отметка подошвы залежи.

пород, слагающих покрывку изменяется в широком диапазоне. Породы с низким Кп в основном залегают на периклиналях поднятия, в сводовой же части Кп варьирует от 0 до 20% что говорит так же о ненадёжности данной покрывки.

Залежи тульского горизонта пластово-сводового типа, нефтенасыщенные толщины коллекторов составляют 1,2-2,0 метра (пласт Стл-3) и 1,5-3,4 метра (пласт Стл-2). Этаж нефтеносности залежей в тульском горизонте составляет в пласте Стл-3 – 19,9 метра, в пласте Стл-2 – 27,7 метра при амплитуде поднятия более 100 метров.

Для бобриковских отложений покрывкой служат глинисто-карбонатные разности тульских отложений. Мощность покрывки варьирует от 0,6 до 6,6 метра. В целом наблюдается тенденция уменьшения мощности покрывки от свода к периклиналям поднятия. Прослои, слагаю-

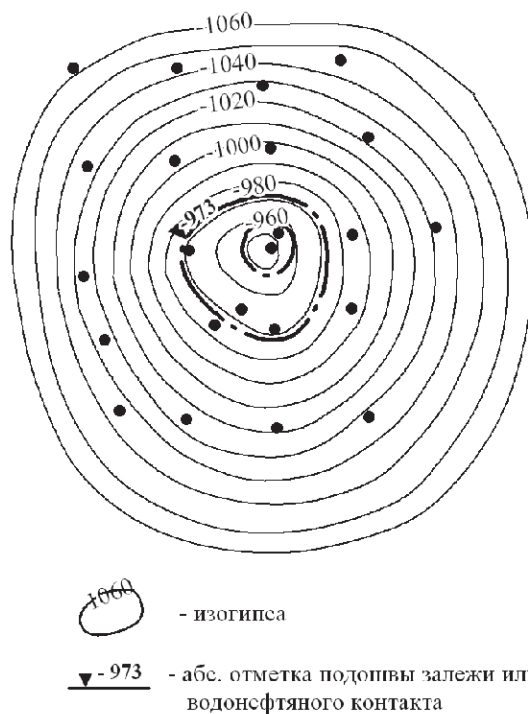


Рис. 2. Мензелинское месторождение. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивного пласта Сбр-3 бобриковского горизонта.

щие покрывку, имеют различный, резко отличающийся коэффициент пористости. Коэффициент пористости варьирует от 0 до 17%, что так же является свидетельством слабой покрывки. Залежь пластово-сводового типа, нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,3 до 13,7 метров. Этаж нефтеносности бобриковской залежи составляет 23,1 метра при амплитуде поднятия более 100 метров (Рис. 2).

Покрывки в тульских отложениях на Дружбинском месторождении так же носят локальный характер.

Для пласта Стл-3 покрывкой является тульский репер (Rp-1), представленный глинисто-карбонатными породами. В среднем мощность покрывки выдержанна и составляет 5,8-7,9 метров. На периклиналях Кп (коэффициент пористости) изменяется в пределах от 0 до 7,1%, в сводовой части его значение варьирует в диапазоне от 0 до 4,5%. Кондиционные значения пределов хоть и не превышены, но в целом покрывка по качеству является ненадёжной. На малоамплитудном поднятии локальные изменения от свода к периклиналям выражены гораздо слабее, чем на высокоамплитудном поднятии.

Залежь тульского горизонта пластово-сводового типа, нефтенасыщенным является пласт Стл-3 и нефтенасыщенные толщины коллекторов составляют 2,3-3,2 метра. Этаж нефтеносности залежи в тульском горизонте составляет в пласте Стл-3 – 17 метров, амплитуда поднятия около 20 метров. Пласт Стл-2 тульского горизонта и пласт Сбр-3 бобриковского горизонта водоносен (Рис. 3).

На Киче-Наратском месторождении нефтеносным является нижняя часть тульского репера (Rp-1) и пласт Стл-3 тульского горизонта. Мощность нефтенасыщенных толщин составляет около 8 метров. Этаж нефтенос-

Местоорждение	Горизонт, ярус	Газовый фактор (м3 /т)	Вязкость пластовой нефти (мПа.с)	Плотность нефти г/см ³	
				пластовой	сепарированной
Мензелинское	Тульский	9,58	19,8	0,855	0,881
	Бобриковский	11,4	11,1	0,867	0,885
Озёрное	Тульский	4,8	33,1	0,900	0,902
	Бобриковский	3,4	34,4	0,897	0,901
Восточно-Дружбинское	Тульский	1,56	45,5	0,896	0,906
Киче-Наратское	Тульский	0,8	48,7	0,899	0,907

Табл. Свойства нефти.

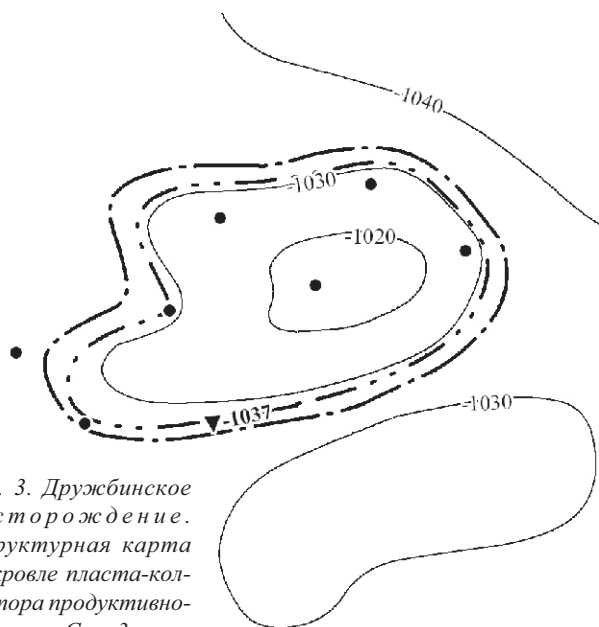


Рис. 3. Дружбинское месторождение. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивного пласта Стл-3 тульского горизонта.

ности 12 метров при амплитуде поднятия 15 метров. Покрышкой для залежи является глинистая пачка мощностью около 7-8 метров, залегающая над тульским репером. Тульский пласт Стл-2 и бобриковские отложения насыщены водой (Рис. 4).

О том, что флюидоупоры на этой территории в целом некачественные, но имеют отличия даже в пределах различных близрасположенных поднятий, свидетельствуют и другие данные. Свойства нефти на Мензелинском месторождении отличаются от других месторождений района. Здесь нефть характеризуется низкой плотностью (0,855-0,867 г/см³), тогда как на соседних месторождениях плотность нефти намного выше, например, на Озёрном месторождении этот параметр равен 0,897-0,900 г/см³, на Восточно-Дружбинском плотность пластовой нефти составляет 0,896 г/см³, на Киче-Наратском месторождении плотность нефти достигает 0,899 г/см³. Обращает на себя внимание и отличия в значении газового фактора, на Мензелинском месторождении он достигает 11 м³/т, на месторождениях, расположенных по соседству значения газового фактора варьируют от 0,8 до 4,8 м³/т (Табл.). Не стоит упускать и параметр вязкости пластовой нефти, на Мензелинском месторождении вязкость намного ниже (11,1-19,8 мПа.с), чем на соседних месторождениях (33,1-48,7 мПа.с).

Подобная картина позволяет сделать выводы об условиях залегания залежей и качестве покрышек над ними.

Следует отметить ещё один важный момент: при примерно одинаковых средних толщинах флюидоупоров на высоко- и малоамплитудных поднятиях, способность последних как ловушка гораздо ниже, чем высокоамплитудных.

Покрышки тульско-бобриковских отложений представлены слабо выдержанными и невыдержанными глинистыми и глинисто-карбонатными разностями и носят локальный характер. Некачественные флюидоупоры обеспечивают миграционные способности и подвижность нефти. Флюидоупор над тульско-бобриковскими отложениями, скорее всего содержит в себе тонкие каналы, трещиноватость и др., по которым происходит миг-

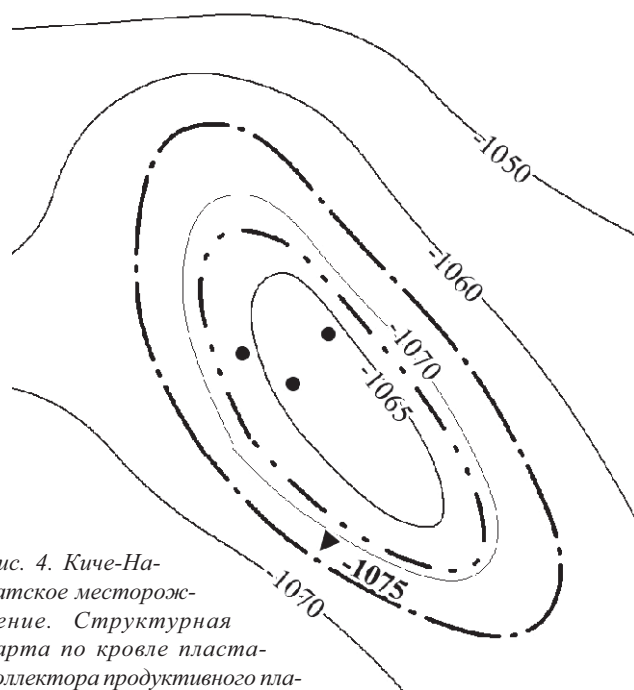


Рис. 4. Киче-Наратское месторождение. Структурная карта по кровле пласта-коллектора продуктивного пласта Стл-3 тульского горизонта.

рация нефти в ловушки в настилающие толщи расположенные выше по разрезу. Особенность геологического строения бобриковской толщи на поднятиях с малой амплитудой та же самая – покрышки не способствуют накоплению углеводородов.

Таким образом, постепенное ухудшение качества покрышки над тульскими и бобриковскими залежами нефти в северном, северо-восточном и северо-западном направлении свидетельствует о снижении качественных параметров нефти в коллекторах тульского и бобриковского горизонтов. Всё выше перечисленное свидетельствует о том, что перспективы нефтеносности на северо-востоке Татарстана даже для высокоамплитудных поднятий в тульско-бобриковских отложениях в настоящее время невысокие.

I.A. Larochkina, S.P. Novikova. **The reasons for low occupancy of traps oil in Tula-Bobrikov deposits in north-eastern Tatarstan.**

The study of the prospects for oil and gas potential in the Tula-Bobrikov sediment traps associated with anticline type, confined to high-amplitude elevations in the north-east of Tatarstan as an example Menzelinsky, Druzhbinskogo, Quiche-Naratskogo fields. Results of study of oil talk about minor accumulations of hydrocarbons in the Tula-Bobrikov thicker. Identifying reasons for low occupancy of traps at Agryz and Menzelinsk sites.

Keywords: Tula-Bobrikov sediment, traprock, oil potential, cap rock.

Светлана Петровна Новикова

Заведующий лабораторией запасов и ресурсов углеводородного сырья и проектов ГРП Института проблем экологии и недропользования Академии наук РТ. Научные интересы: тектоника, палеотектоника, седиментология, оценка запасов нефти и газа.

420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843)299-35-03.

СТРУКТУРНЫЕ ПОСТРОЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ КОМПЬЮТЕРНЫХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

В статье анализируются проблемы корректного построения структурной модели нефтяных залежей. Предлагаются математические алгоритмы построения структурных поверхностей и поясняются правила, возникающие при различных геологических условиях, влияющие на достоверный результат геологической модели нефтяной залежи.

Ключевые слова: геолого-фильтрационное моделирование, структурная модель, опорная поверхность, алгоритм картопостроения.

По мере развития нефтяной геологии как науки происходило многократное уточнение понятия структурной модели. Очень часто проблему структурных построений сводят к учёту результатов интерпретации данных сейсморазведочных работ и подбору оптимальных алгоритмов интерполяции (Халтгрин, Андерсен, 2004). В статье обсуждается проблема структурных построений с привязкой к генетическим и тектоническим условиям формирования залежей нефти при создании трёхмерных компьютерных моделей.

Методика построения структурной модели, является центральным звеном, всей технологии моделирования, поэтому ей посвящены многие работы (Косентино, 2007). Структурная модель представляет совокупность взаимосвязанных карт поверхностей по всем нефтеносным горизонтам в пределах осадочного чехла. Построение структурной модели является первым шагом построения геологической модели. С математических позиций сложностей с построением структурной модели не имеется. Достаточно отыскать подходящий алгоритм интерполяции, который позволял бы получать плавные поверхности и одновременно давать точные значения отметок в скважинах. Однако дело не столько в алгоритмах интерполяции, а в согласовании структурных планов различных горизонтов месторождения. Если в пределах нефтяного месторождения установлено несколько структурно-тектонических этажей, то возможно несоответствие структурных планов, вызванное различной историей тектонического развития территории, наличием внутриформационных размывов и другими причинами. Поднятия, выделенные в верхних частях осадочного чехла могут выполаживаться вниз по разрезу, или когда наличие поднятий в верхних частях разреза не гарантирует их присутствие в Поднятии, существующее в нижнем структурно-тектоническом этаже часто не находит своего отражения в верхних. Перед геологами Республики Татарстан, где залежи нефти приурочены к четырем структурно-тектоническим этажам (Тектоническое ..., 2006) проблема выбора метода согласования поверхностей, приуроченных к различным структурно-генетическим типам отложений осадочного чехла стоит особенно остро.

1. Исходные данные для построения структурной модели. Стандартным способом построения структурных поверхностей геологической модели является интерполяция значений отметок залегания кровли и подошвы пла-

тов между скважинами. При этом необходимо учитывать, что алгоритмы интерполяции очень чувствительны к качеству исходной информации, а исходные данные (абсолютные отметки пластов) часто несут погрешность замеров. Для эксплуатационной сетки скважин эта погрешность возникает из-за неточности данных инклинометрии.

Традиционным источником информации служат структурные отметки горизонтов, полученные по комплексу каротажных диаграмм. Для разрабатываемых месторождений типична ситуация, когда отметки кровли и подошвы пластов по каждой скважине занесены в Базу Данных. Нужно отметить, что эта информация связана с другими данными: параметрами пластов по проницаемым интервалам, интервалами перфорации/заливки пластов, а также, что не менее важно, добычей и закачкой, занесённой отдельно по каждому продуктивному пласту. На основе этой совокупности данных формируется отраслевая статистическая отчётность. Это не позволяет свободно пересматривать отметки пластов при получении новой информации, например, при разбуривании залежи. В процессе разведки и разработки появляются новые данные, которые требуют пересмотра границ пластов и внесения необходимых изменений в Базу Данных. При этом, необходимо, чтобы разбивки выполнялись по одной методике. Нужно отметить, что все хранящиеся в базе данных отметки характеризуют текущую изученность залежи глубоким бурением, а не единственно возможный результат. Особенно это касается сложно построенных нефтяных пластов.

2. Расчленение разреза, выделение и корреляция стратиграфических отметок. Расчленение разреза и межскважинная корреляция пластов является основным источником информации для построения структурных карт. Они позволяют получить границы пластов, различающиеся по литологии и физическим свойствам. В терминах компьютерного моделирования эти границы носят название «отметки кровли» и «отметки подошвы». Вопрос отбивок для построения структурной модели является достаточно сложным и не может быть сведен только к выделению литологических границ продуктивных объектами. Существуют три различных возможности определения геологических границ: по геофизическим, биостратиграфическим и геохронологическим данным. Отбивка структурных отметок в скважине только по одному из методов приведёт к неправильным результатам. Отбивка отметки кровли (по-

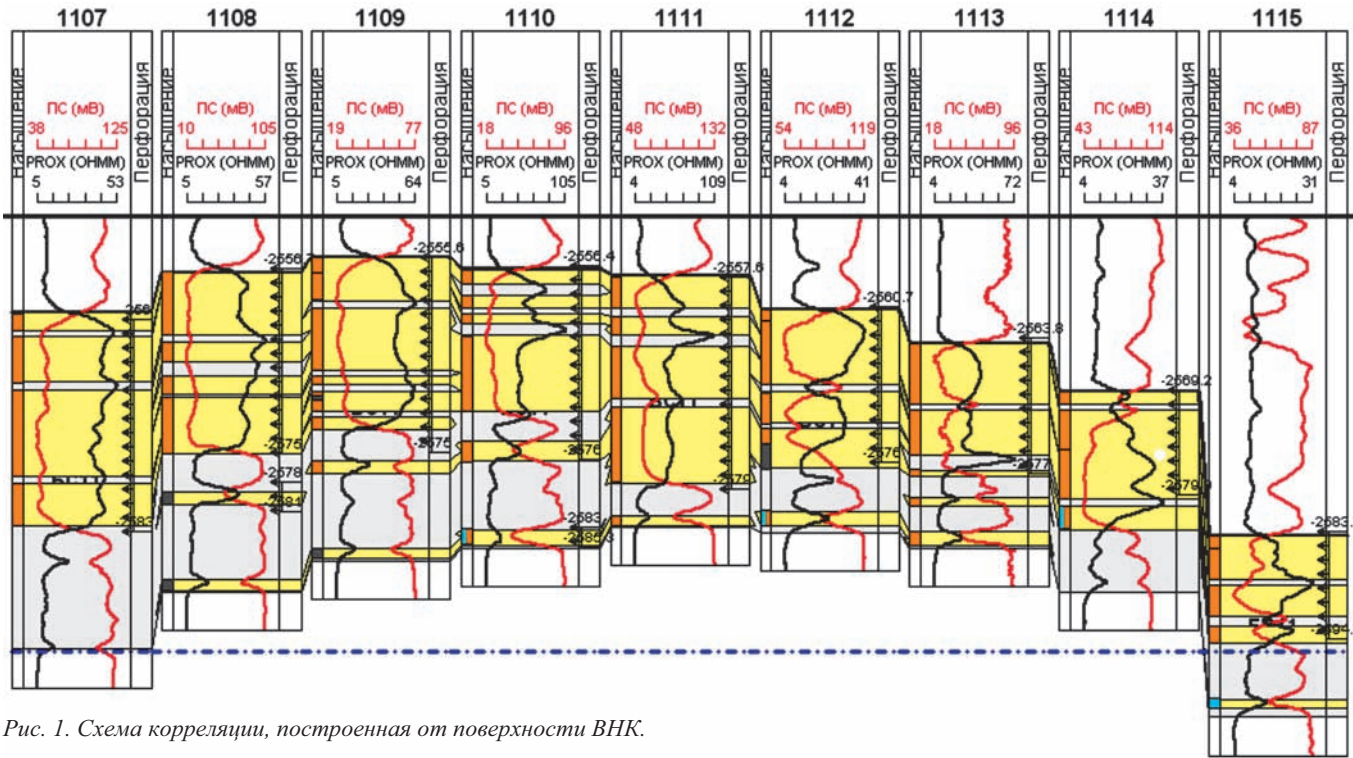


Рис. 1. Схема корреляции, построенная от поверхности ВНК.

дошвы) пластов по палеонтологическим особенностям для эксплуатационного фонда скважин имеет ограниченное значение. Она возможна только для содержащих фауну карбонатных отложений, либо терригенных отложений, содержащих выдержанные прослои углей.

Отбивка границ по литологическим признакам бывает весьма полезной при оперативной разбивке разрезов скважин. Наличие оцифрованных геофизических данных (ПС, ГК и др.), имеющих тесную связь с литологией пород (глинистостью, карбонатностью), позволяет их активно использовать для выделения реперов, которые используются для более дробного разделения литологической колонки и прослеживания одноимённых пластов-коллекторов.

Для так называемой хроностратиграфической корреляции важны тонкие слои, одновременно покрывающие большие площади, которые считаются хорошим маркирующим горизонтом. К таким реперам могут относиться слои глинистых известняков или вулканического пепла (Косентино, 2007; Тектоническое ..., 2006). В толще морского происхо-

ждения это могут быть также слои ангидрита, гипса и солей, свидетельствующих о широком изменении химического состава морской воды вследствие замкнутости бассейна и усиленного испарения. На литологические изменения могут указывать и комплексы тяжёлых минералов.

При построении структурной модели строится набор схем корреляции с использованием полного набора стратиграфических отметок, хранящихся в Базе Данных. Для этого нужно, чтобы стратиграфические отбивки пластов были бы занесены в Базу Данных. Технологические операции сводятся к загрузке оцифрованных каротажных кривых, загрузке проницаемых интервалов, выделения границ пластов и пачек и прослеживания непрерывности одноимённых пластов от одной скважины к другой по геофизическим кривым, нанесённым на схемы корреляции, как это показано на рисунке 1.

Если же отбивок их нет, либо надёжность отбивок вызывает сомнения, то проводится операция по ручной разбивке разреза. Достоверность вновь полученных отбивок

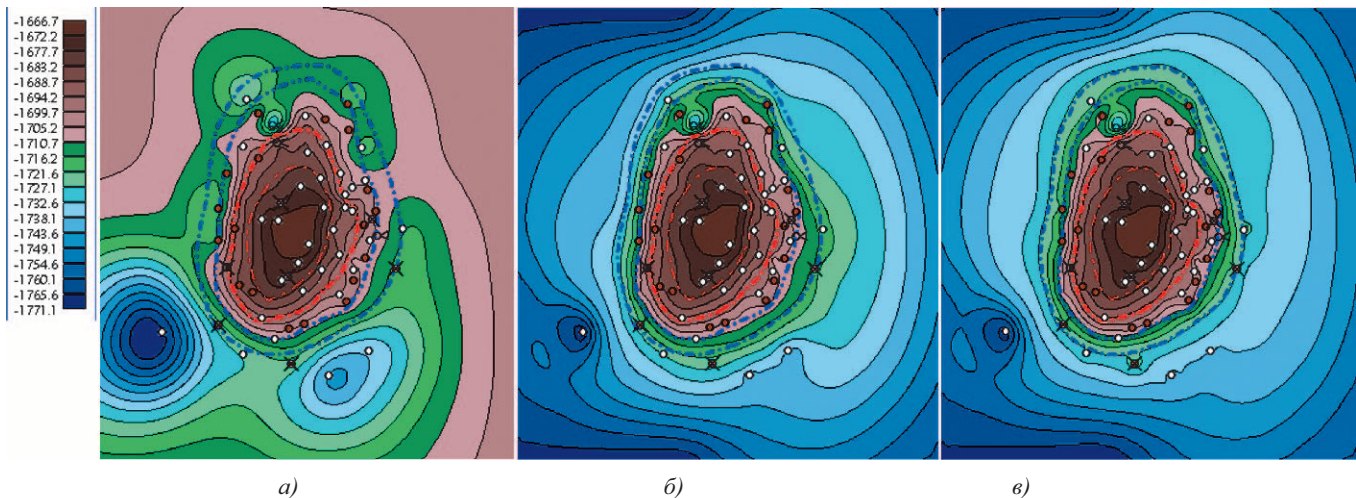


Рис. 2. Карта по кровле пласта, построенная а) методом интерполяции без дополнительных настроек, б) с выводом на опорную поверхность, в) с выводом на внешний контур нефтеносности.

тщательно проверяется по схемам корреляции, а также путём построения структурных карт или карт общей толщины отложений. При этом добиваются минимальных колебаний общей мощности пластов в пределах каждого стратиграфического интервала. Подобная технология корреляции пластов лишь в небольшой степени отличается от их сопоставления «ручным» способом и эффективна для пластов с залеганием субпараллельно структурной поверхности кровли пласта.

Нужно различать стратиграфическую и литологическую кровлю пласта. Под литологической кровлей пласта, которую называют также отметкой кровли верхнего проницаемого интервала, понимают границу, сформированную сменой литологического состава пород. Однако если в прикровельной части пласта имеет место замещение коллектора непроницаемыми разностями, то целесообразно выделять не литологическую, а стратиграфическую кровлю, которая служит исключительно для целей моделирования. Литологическая кровля используется для построения структурных карт при подсчёте запасов нефти.

На основе существующих границ продуктивных пластов ведётся государственный учёт добываемой нефти и закачиваемого в пласт агента.

3. Построение структурных карт. Карта по кровле пласта строится на основе отметок кровли пласта на скважинах. Для построения могут быть использованы различные методы. Однако авторами на основании практического опыта расчета карт был выбран эффективный метод многоуровневой интерполяции.

В задаче интерполяции требуется восстановить функцию $z = f(x, y)$ в некоторой области определения $\{x_{min} < x < x_{max}; y_{min} < y < y_{max}\}$, по заданным значениям z_i для дискретного нерегулярного набора точек (x_i, y_i) , $i = \overline{1, N}$.

Для расчетов используется алгоритм многоуровневых В-сплайнов (Халтгрин, Андерсен, 2004). Предложенный алгоритм позволяет строить гладкие интерполяционные функции, которые с заданной точностью аппроксимируют исходный набор данных. В алгоритме реализована идея последовательного приближения искомой функции системой В-сплайн-функций, построенных на многоуровневых иерарических сетках. По сравнению с известными этот подход позволяет выполнять расчет очень быстро, минимизируя при этом расход памяти.

На каждом уровне иерарической сетки В-сплайн-функция отыскивается в виде:

$$\varphi(x, y) = \sum_{k=0}^3 \sum_{l=0}^3 B_k(s) B_l(t) \phi_{(i+k)(j+l)},$$

где s и t приведенные координаты точки (x, y) в ячейке с индексом (i, j) сетки, функции B_k и B_l базовые В-сплайн функции определенные формулами:

$$\begin{aligned} B_0(t) &= (1-t)^3/6, \\ B_1(t) &= (3t^3-6t^2+4)/6, \\ B_2(t) &= (-3t^3+3t^2+3t+1)/6, \\ B_3(t) &= t^3/6, \end{aligned}$$

а ϕ_{ij} – матрица весовых коэффициентов, которые определяются по заданным значениям z_i в точках (x_i, y_i) , $i = \overline{1, N}$.

Искомая функция $f(x, y)$ строится в итоге как сумма В-сплайн-функций со всех уровней иерарической сетки.

На рисунках 2 а-в показано три варианта структурных построений с использованием предложенного метода расчётов.

Первый (Рис. 2а), заключается в построении методом интерполяции без дополнительных настроек. В этом случае видно, что неудовлетворительно отстроена законтурная область и появляются локальные мульды в районе отдельных скважин. То есть, если в законтурной области нет данных по скважинам, то карта выходит на константу, что не всегда является верным. Кроме того значения ВНК на внешнем контуре нефтеносности не согласуются с отметками на структурной карте. Более удачным является второй способ расчёта (Рис. 2б), когда осуществляется вывод на опорную поверхность, путём построения так называемых карт схождения. В качестве такой опорной поверхности может быть взята структурная карта, построенная по сейсмическому отражающему горизонту, либо принятая по материалам подсчёта запасов. Наилучший результат получается, при выполнении условия вывода карт на внешний контур нефтеносности (Рис. 2в).

Выбор многочисленных алгоритмов интерполяции реализованных в программах для моделирования и их настройка очень часто не позволяют получить удовлетворительные результаты. Сложности появляются если необходимо структурную модель согласовать с результатами так называемого «ручного» построения карт, когда морфология локальных поднятий контролируется данными сейсморазведочных работ и материалами тектонического районирования территории (Создание геологической ..., 2009). Наглядным доказательством этому служат примеры приведённые на рисунках 3 а-г.

Из рисунка следует, что на основе скважинных данных, когда плотность бурения незначительная и неравномерно покрывает всю территорию лицензионного участка подбор алгоритма интерполяции «криггинг» (Рис. 3в) и В-spline (Рис. 3г) не позволяет достоверно картировать структурный план. В частности на структурной карте не нашли отражение прогибы и валообразные зоны, которые уверенно картируются данными сейсморазведки и находят отражение во временных разрезах. На рис. 3б показан другой результат, когда моделируемая поверхность построена с опорой на материалы «ручного» построения структурной поверхности. Видно, что на карте корректно закартированы валообразная зона в северо-западной, центральной частях участка и прогибы, разделяющие валообразные зоны на юге, юго-востоке.

4. Моделирование структурной поверхности по подошве пласта. Построение структурных карт по подошве пласта ведётся по тем же алгоритмам, что и по кровле. Различие есть только в исходных данных и дополнительных условиях. Существует несколько подходов к моделированию структурной поверхности подошвы пласта.

Первый способ – в качестве отметки подошвы пласта принимается нижняя граница нижнего проницаемого интервала. Карта подошвы строится на основе отметок подошвы пласта на скважинах, с выводом на заданную отметку на внутреннем контуре нефтеносности. В низкопроницаемой подошвенной части граница коллектор/неколлектор по геофизическим данным определяется весь-

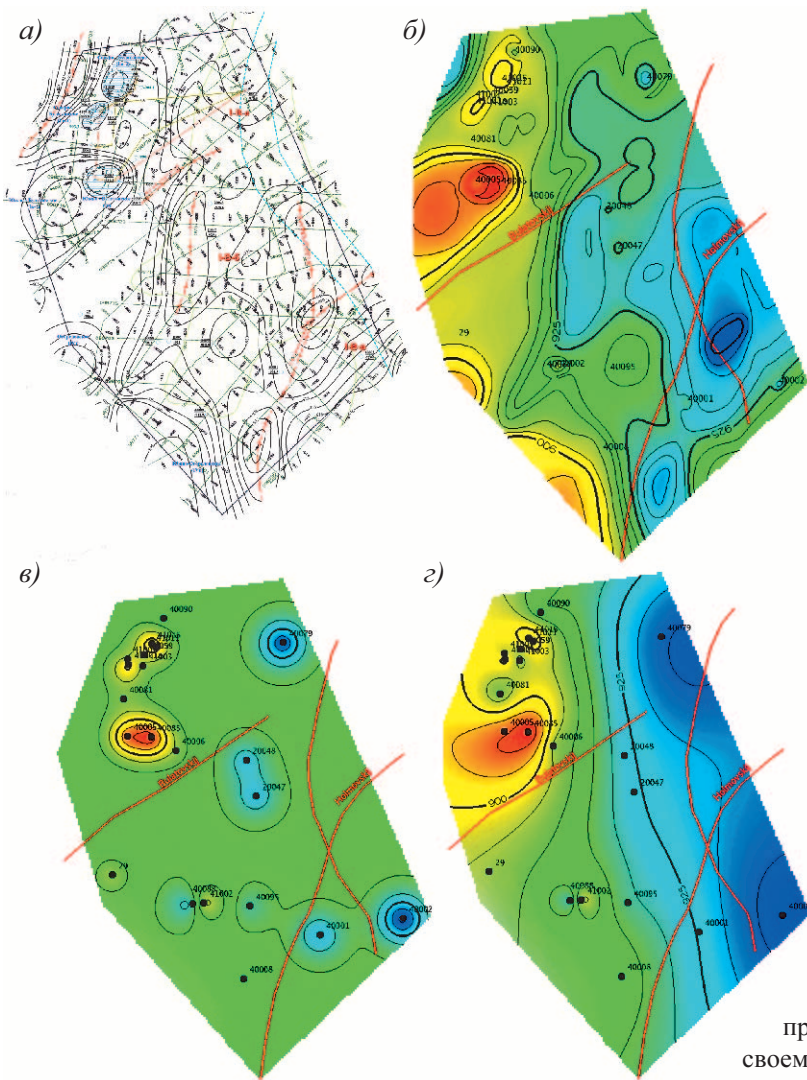


Рис. 3. Карта по кровле бобриковского пласта, построенная: а) «ручным» способом на основе тектонического районирования, б) с выводом на опорную поверхность с интерполяцией в районе скважинных данных методом триангуляции, в) методом криггинга, г) методом B-spline.

ма условна. В результате, как это показано на палеогеологическом профиле проницаемости с вынесенными на него диаграммами СП (Рис. 4) даже в соседних скважинах возникают локальные раздувы и пережимы в толщине пласта. Неоднородность пласта по толщине вызывается не действием различных условий осадконакопления, а неточностью геофизических разбивок по отдельным скважинам.

Основной недостаток структурных построений по подошве пласта – несоответствие границ пласта, выделенных по геофизическим данным геологическим границам пласта. Если принять для моделирования отметку подошвы нижнего проницаемого интервала, то возможны большие ошибки, приводящие к большим колебаниям общей толщины пласта. Однако данный способ может оказаться единственно приемлемым при моделировании пластов клиноформного строения. Если скважины недобурены до подошвы пласта, то их необходимо исключать из расчётов.

Второй способ – за подошву принимается подошва нижнего проницаемого интервала по скважине, где она расположена на максимальном расстоянии от кровли пласта. Далее осуществляется параллельный снос структур-

ной карты по кровле на это расстояние. Этот способ применяется при условии субпараллельного залегания слоёв, а также если нижележащие пласты залегают на значительном расстоянии от кровли нижележащего пласта.

Третий способ – за кровлю принимается структурная карта по подошве вышележащего пласта. Данный путь подразумевает, что вся толщина осадочного чехла состоит из серии пластов, которые без промежутков залегают один под другим. Этот путь часто даёт наилучшие результаты, особенно если кровля пласта хорошо выделяется по смене литологии.

Для проверки достоверности структурных построений могут использоваться кросс-плоты, то есть парные зависимости между параметрами (Рис. 5).

В качестве таких параметров принимается абсолютные отметки по кровле и по подошве пласта, определённые по каждой скважине, как это показано на рисунке 4. Высокая степень корреляционного отношения, а в нашем случае ($R=0,997$), указывает на отсутствие выпадающих значений. То есть, кровля и подошва выдержаны и хорошо согласуются между собой.

5. Особенности структурных построений законтурных областей нефтяных залежей. В практике большое значение следует придавать моделированию законтурных областей. Разбуренность законтурных областей много ниже, чем водонефтяных и нефтяных зон. Поэтому каждая пробуренная скважина может резко отличаться по своему структурному положению. Если при построении структурной модели используется интерполяция, то качество построений зависит от морфологии локального поднятия, к которому приурочена нефтяная залежь. Для поднятия антиклинального типа, имеющего в плане симметричную форму, не будет ошибкой перенос значений единичных скважин в пределах заданного расстояния от контура нефтеносности. Совсем другие правила построения должны применяться для вытянутых (брахиантиклинальных) поднятий с разными отметками по обе стороны складки. В этом случае любая законтурная скважина может дать лишь локальную информацию. Использование опорных поверхностей может значительно уточнить структуру законтурной области.

6. Повышение достоверности структурных построений. Повысить достоверность структурных построений можно путём учёта данных сейсморазведки. В случае плоско-параллельного залегания моделируемых пластов, получаемые при интерпретации данных сейсморазведочных работ, структурные поверхности могут служить «опорными» при расчёте структурных карт по стратиграфическим отбивкам ниже или вышележащих отложений. Это при условии подтверждения данными бурения соответствия структурных планов в структурно-тектоническом этапе. «Опорная» поверхность позволяет достоверно картировать законтурную область залежи, области внутри залежи, не разбуренные эксплуатационными скважинами, сглаживать пики гипсометрических отметок, возникшие в результате ошибок интерпретации материалов ГИС

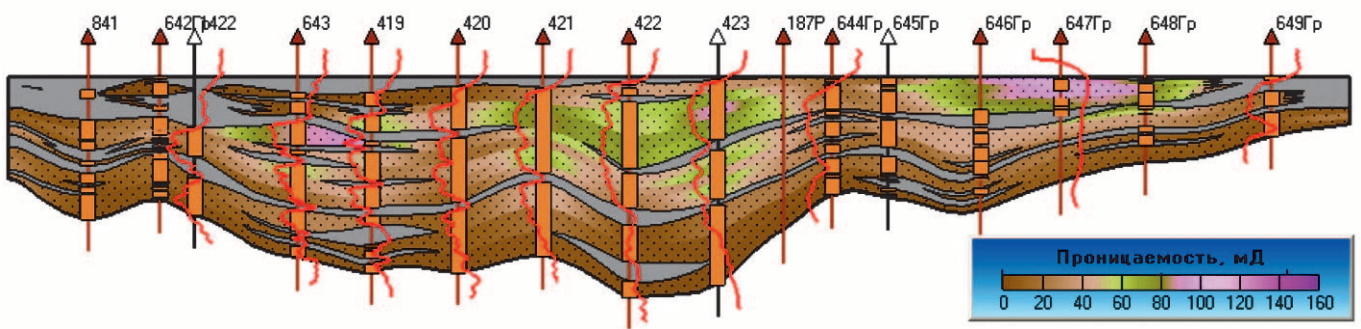


Рис. 4. Палеогеологический профиль, иллюстрирующий раздувы и пережимы пласта.

либо данных инклинометрии. При наличии тектонических нарушений «опорные» поверхности позволяют определить распространение тектонических разломов и амплитуды смещения блоков относительно друг друга. Метод расчёта структурных карт с привлечением «опорных» поверхностей получил название – метод схождения.

Другой подход в применении данных сейсморазведочных работ справедлив, если под сомнение поставлен факт плоско-параллельного залегания пластов и необходимо подтвердить клиноформное строение пласта. В этом случае 3D сейсморазведочные данные могут быть использованы при корреляции поверхности клиноформных тел в межскважинном пространстве.

Для залежей нефти, находящихся на стадии подготовки к разработке пробурено незначительное количество глубоких поисково-разведочных скважин. Значительно повысить информативность данных, полученных по единичным скважинам, позволяет построение структурных карт с использованием материалов 2D и 3D сейсморазведки. В этом случае используются структурные карты по отражающим сейсмическим горизонтам. Причем построение структурных карт осуществляется с выводом на опорную сейсмическую поверхность. Математически задача формулируется следующим образом. Требуется восстановить функцию $z = f(x, y)$ в некоторой области определения $\{x_{min} < x < x_{max}; y_{min} < y < y_{max}\}$, по заданному дискретному набору точек $\{(x_i, y_i, z_i), i = \overline{1, N}\}$ со схождением с опорной поверхностью – некоторой заданной функцией $p(x, y)$.

Решение задачи будем отыскивать в виде

$$f(x, y) = Ap(x, y) + B + f_j(x, y).$$

Константы A и B определяются из условия минимума суммы квадратов невязок

$$\sum_{i=1}^N \Delta z_i^2 \rightarrow \min, \Delta z_i = z_i - Ap_i - B,$$

где $p_i = p(x_i, y_i)$. Тогда

$$A = \frac{N \sum (z_i p_i) - \sum z_i \sum p_i}{N \sum p_i^2 - (\sum p_i)^2}, B = \frac{\sum z_i - A \sum p_i}{N}.$$

Функция $f_j(x, y)$ определяется методом интерполяции, описанном в предыдущем пункте, по набору точек $\{(x_i, y_i, \Delta z_i), i = \overline{1, N}\}$. В случае, если опорную поверхность нельзя подвергать деформации, а можно производить только сдвиг (как, например, при построении структурных карт), то нужно положить $A=1$. В этом случае

турных карт), то нужно положить $A=1$. В этом случае

$$B = \frac{\sum z_i - \sum p_i}{N}.$$

Достоверность структурной модели можно значительно повысить, если в качестве опорных использовать контуры нефте- и газоносности. Таким образом, при построении структурной модели главной задачей является согласование между собой исходных данных по структурным поверхностям, отметкам пласта в скважинах, линий и поверхностей выявленных тектонических нарушений, контуров нефтегазоносности, а также структурного каркаса для нефтяного месторождения в целом.

7. Структурные построения разрабатываемых залежей нефти.

Структурная модель разрабатываемых месторождений строится на основе исходной информации по пластопересечениям на скважинах при помощи интерполяционного алгоритма, с выводом на опорные или сейсмические поверхности. Причем структурные карты по кровле пласта могут согласовываться с внешним контуром нефтеносности, а по подошве пласта – с внутренним контуром нефтеносности выводом на них на соответствующую отметку ВНК. Структурные карты могут быть импортированы из готовой модели. При построении структурной модели возможен учет тектонических нарушений, которые берутся по данным сейсморазведки и могут быть представлены в виде линий или поверхностей разломов. Они учитываются путем выделения независимых тектонических блоков. Возможность построения геологической модели на заданную дату позволяет сопоставлять рисовку структурных карт и контуров нефтегазоносности на два момента времени, например, до и после бурения новых скважин. Особенно важным это сравнение может быть для оценки результатов бурения уплотняющих скважин и

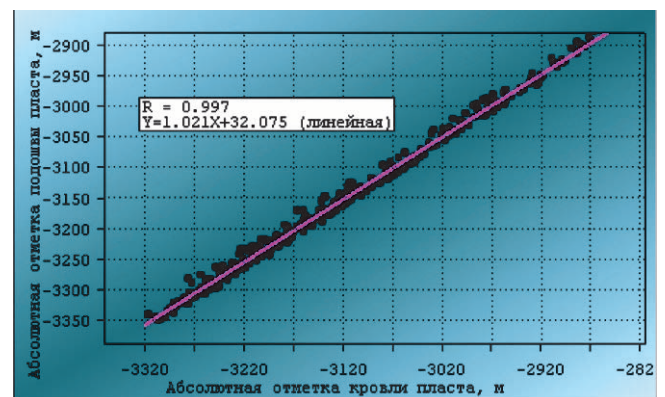


Рис. 5. Зависимость абсолютных отметок подошвы от отметки кровли пласта.

боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Следует отметить, что структурная модель, построенная по абсолютным отметкам пластопересечений, полученных по данным эксплуатационного бурения несут большие погрешности измерений. Эти ошибки связаны с неточностью замеров инклинометрии в скважинах при кустовом бурении, когда удлинение превышает десятки, а иногда и несколько сотен метров.

Для подобных залежей может использоваться поэтапное построение структурного плана. Сначала структурная поверхность отстраивается по данным абсолютных отметок, полученных по условно-вертикальным скважинам. К ним относятся, в основном, поисково-разведочные скважины с удлинением менее 30 м. На этом этапе при построении структурного плана целесообразно учитывать структурную карту по опорному отражающему горизонту, что позволяет отстроить законтурную область залежи. На втором этапе вновь перестраивают построенную по редкой сети скважин модельную поверхность путём добавления отметок скважин ранее не участвующих в расчётах и отстоящих от полученной структурной поверхности в пределах в нескольких метров. На последнем, третьем этапе проводят локальную корректировку отметок скважин, привлекая отбивки по скважинам, полученным как среднее расстояние между нефте- и водонасыщенными интервалами по водонефтяной зоне. Расстояние между последним нефтенасыщенным и первым водонасыщенным интервалами обычно колеблется от 0-2 м (контактная зона) до 10 м и выше. При расстоянии между последним нефтенасыщенным и первым водонасыщенным интервалам 0-2 м, то выравнивание осуществлялось на ВНК. Если же расстояние между последним нефтенасыщенным и первым водонасыщенным интервалам достигало 5-10 м и выше, то выравнивание структурной поверхности осуществлялось с учетом сейсморазведочных данных.

8. Построение структурных поверхностей, осложнённых эрозионными врезами. Структурный план нефтяной залежи формируется под действием различных причин. Тектоническая активность территории является одним из них. Накопление осадков сопровождается опусканием территории, либо в период стабилизации тектонических движений. После его накопления период опускания может смениться периодом подъема территории. При этом, если отложения занимают положение выше базиса эрозии, то происходит размыв накопившихся ранее осадков. Образуется поверхность стратиграфического несогласия. Кровля отложений в этом случае является разновозрастной, а на поверхность несогласия выходят пласты различного возраста. Для правильного построения структурной модели строится палеогеологическая модель. При ее построении используются только поверхности пластов, не подвергшиеся размыву. Причем кровля верхнего пласта принимает за нулевую поверхность.

Методика построения структурной модели пластов осложнённых эрозионными врезами должна включать в себя элементы реставрации денудационной поверхности методом реперных пачек. Таким образом, воссоздаётся палеорельеф, анализ которого позволяет выявить, какую часть поднятия охватила денудация. Как правило, это могут быть осевые и крыльевые части структур, свод поднятия, либо периклинали.

9. Зависимость достоверности структурных построений от количества скважин. Если принять условие о том, что все пробуренные скважины эксплуатационной сетки являются строго вертикальными и по этим скважинам имеются достоверные отбивки пласта по данным геофизических исследований и керна, то уплотнение сетки скважин, безусловно, повышает качество структурных построений. Однако любое реальное многопластовое месторождение имеет несколько эксплуатационных объектов. Следовательно, каждый вышележащий объект, включает в себя набор транзитных скважин, в которых замеры кривизны ствола скважины носят недостоверный характер. Причинами данного явления заключаются в больших углах наклона скважин от вертикали, значительных изменениях скорости спускаемого геофизического прибора в районе базового и транзитного эксплуатационных объектов. Практический опыт показал, что данные по отметкам, получаемым по транзитным скважинам, не следует учитывать при построении структурной модели.

Литература

- Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. НИЦ Регулярная и хаотическая динамика. 2007. 400.
- Создание геологической модели Мухарметовского месторождения. Ганиев Р.Р. ТФГИ по РТ. 2009.
- Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б. и др. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Изд-во Фэн. 2006. 328.
- Халтгрин Т., Андерсен О. Новые методы интерполяции поверхностей для геологического моделирования. *Нефтяное хозяйство*. №10. 2004. 20-25.
- Lee S., Wolberg G., Shin S.Y. Scattered Data Interpolation with Multilevel B-Splines. *IEEE Transactions on visualization and computer graphics*. 1997. Vol.3. No.3. 228-244.

D.V. Bulygin, R.F. Mardanov, R.R. Ganiev. **Structural calculations at creation the computer of models of deposits of oil.**

In article problems of correct construction of structural model of oil pools are analyzed. Mathematical algorithms of construction of structural surfaces are offered and the rules arising under various geological conditions, influencing authentic result of geological model of oil pool are explained.

Keywords: geologo-filtrational modeling, structural model, basic surface, maps algorithm.

Дмитрий Владимирович Булыгин

д. г.-м. н., академик РАЕН, заместитель генерального директора по науке. Научные интересы: создание программных продуктов для моделирования геологического строения, разработки нефтяных месторождений, оценки и проектирования геолого-технических мероприятий.

Ренат Фаритович Марданов

к. ф.-м. н., старший научный сотрудник. Научные интересы: создание компьютерных программ геологического моделирования нефтегазовых месторождений.

ООО «Дельта Ойл Проект»

420111, Казань, Лобачевского, 10В. Тел.: (843) 236-39-93.

ВЛИЯНИЕ МОДЕЛИ ПОСТРОЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН НА ГРАНИЦЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО ЗАМЕЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ

Подсчет запасов – сложный процесс, в котором величина запасов зависит от геологического строения месторождения. Представление о геологическом строении зависит от мнения геолога, который оценивает размер запасов. При этом выбор модели литологического замещения коллекторов в пласте также влияет на величину запасов.

Ключевые слова: коллектор, залежь, подсчет запасов, замещение коллекторов.

При разработке месторождений с залежами нефти в терригенных и карбонатных коллекторах важным этапом является всестороннее изучение геологического строения месторождения с целью определения начальных запасов нефти.

При подсчете запасов необходимо внимательно подходить к вопросу геометризации залежей, т.к. в будущем это будет определять объем нефтенасыщенных пород и, следовательно, количество начальных запасов нефти. При геометризации границ залежей, связанных с замещением пород-коллекторов, необходимо определять не только положение границы замещения (и выклинивания) пород-коллекторов, но и устанавливать природу выклинивания.

Обычно выделяется 2 типа границ литологического экранирования:

– замещение пород-коллекторов – это потеря пластом коллекторских свойств при сохранении его толщины. При замещении появление и исчезновение коллекторов может происходить на очень небольших расстояниях (несколько десятков метров) и их, как правило, трудно прогнозировать и картировать;

– выклинивание пород-коллекторов – постепенное уменьшение толщины пласта до нуля по различным геологическим причинам – стратиграфическое срезание, тектоническое нарушение и др. Для выклинивающихся пластов характерно закономерное уменьшение мощности до нуля на линии литологического выклинивания. Границы распространения коллектора в этом случае можно определить по закономерности уменьшения мощности коллектора в сторону линии замещения.

Основным источником информации для определения геологической природы и положения границ замещения пород-коллекторов являются данные бурения скважин, а в благоприятных случаях, косвенная геофизическая информация: детальная сейсморазведка, высокоразрешающая электроразведка и др., на основе которых проводятся палеофациальные исследования для восстановления условий формирования пород-коллекторов.

Существуют различные модели замещения пород-коллекторов. В настоящее время нет единого мнения по поводу применения того или иного типа модели замещения пласта-коллектора.

В данной работе представлены расчеты по двум моделям:

1. Описывает уменьшение толщины коллектора до нуля на середине расстояния между скважинами, вскрытыми коллектор, и скважинами, пробуренными в зоне отсутствия коллектора.

2. Согласно второй модели коллектор сохраняет свою толщину до середины расстояния между скважинами и затем резко уменьшается до нуля.

Рассмотрим применение приведенных типов моделей замещения на примере коллекторов терригенного типа (бобриковский горизонт) и карбонатного типа (турнейский ярус). Первоначально граница замещения пород-коллекторов проводится на структурных картах по кровле и подошве горизонта или пласта. Затем, исходя из структурных построений, строятся карты общих толщин, эффективных толщин и, наконец, анализируя полученные выше построения, получаем карту эффективных нефтенасыщенных толщин.

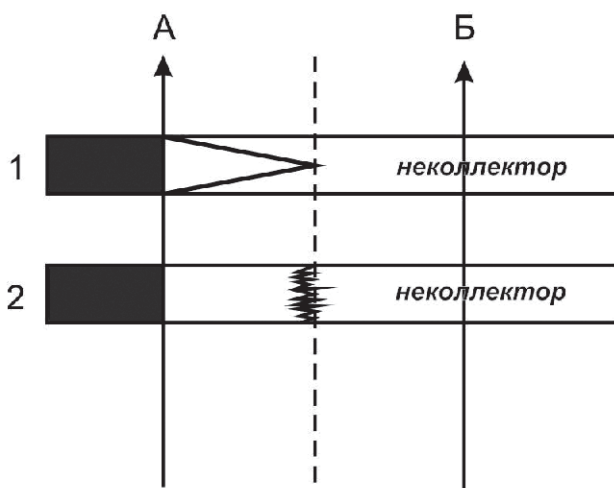


Рис.1. Модели замещения коллекторов в неоднородном разрезе (скважины: А – вскрывшая коллектор, Б – пробуренная в зоне отсутствия коллектора).

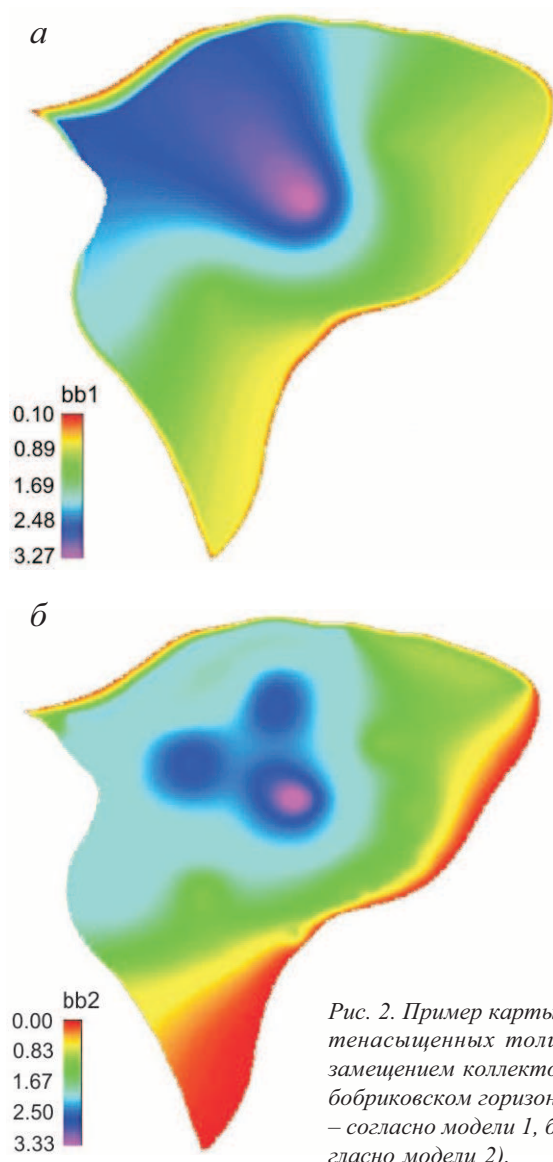


Рис. 2. Пример карты нефтенасыщенных толщин с замещением коллекторов в бобриковском горизонте (а – согласно модели 1, б – согласно модели 2).

Исходя из того, что на границе зоны замещения нефтенасыщенная толщина по представленным моделям замещения представляется равной нулю, на карте эффективных нефтенасыщенных толщин линия, отражающая границу замещения также проецируется со структурной со значением по всей её длине равным нулю. При этом, согласно второй модели, перепад значений в соседних ячейках сетки возможен достаточно большой. В числовом поле карта нефтенасыщенных толщин, построенная согласно изучаемым моделям замещения, выглядит следующим образом (Рис. 2, 3).

Подсчет запасов производился объемным методом, представленным на слайде, путем перемножения параметрических сеток. При этом мы принимаем, что при прочих равных условиях, т.е. залежь сохраняет свою площадь, коэффициенты также имеют постоянное значение, различные типы модели замещения дают разные сетки эффективных нефтенасыщенных толщин, т.к. изменяется значение средневзвешенной нефтенасыщенной толщины, что в свою очередь влияет на величину запасов.

В результате вычислений мы получаем следующее.

Турнейский ярус, категория C_1 – 1 модель – величина

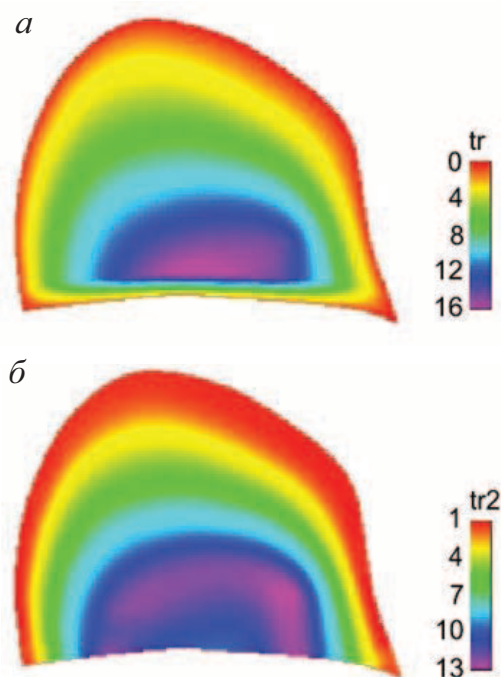


Рис. 3. Пример карты нефтенасыщенных толщин с замещением коллекторов в турнейском ярусе (а – согласно модели 1, б – согласно модели 2).

геологических запасов равна 165 тыс. т, 2 модель – 169 тыс. т, т.е. прирост запасов составил всего 2,4%, т.е. находится в пределах допустимой 5% ошибки при расчете.

Бобриковский горизонт: 1 модель – величина геологических запасов равна 5125 тыс. т, 2 модель – 5138 тыс. т, т.е. прирост запасов составил всего 0,25%, что также находится в пределах допустимой 5% ошибки при расчете.

I.F. Valeeva, Y.M. Arefiev, A.G. Baranova. Influence of model of lithological replacements of reservoirs in a layer on geological oil reserves.

Reserves calculation is a difficult process in which the volume of reserves depends on a geological structure of a deposit. Representation about a geological structure depends on opinion of the geologist which estimates the size of stocks. Thus, the choice of model of lithological replacements of reservoirs in a layer also influences volume of reserves.

Keywords: reservoir, exploration, reserves calculation, lithological replacement.

Светлана Евгеньевна Валеева

младший научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: геологическое моделирование месторождений углеводородов, технологии 2D и 3D подсчета запасов нефти.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 298-31-65.

*Р.Р. Ганиев, Е.Е. Андреева, Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик, С.Е. Валеева
Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, Казань
Evgeniya.Andreeva@tatar.ru*

НОВЕЙШИЕ WEB-ТЕХНОЛОГИИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ИНФОРМАЦИОННО-АРХИВНОЙ СИСТЕМЫ КИА

Функциональной задачей системы «Корпоративный информационный архив» (КИА) является хранение различных форматов исходной геолого-промысловой информации. Использование Web-технологий позволяет вывести работу с архивными материалами на более высокий технологический уровень, обеспечить доступ к ним всем заинтересованным сторонам.

Ключевые слова: Корпоративный информационный архив (КИА), язык программирования Java, Web-технологии, Web-клиент, PostgreSQL, браузер Internet Explorer.

Программа для ЭВМ «Корпоративный информационный архив» (КИА) разработана в лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов Института проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (Андреева и др., 2008). Основанием для создания информационного архива послужила необходимость обеспечения специалистов информацией при решении задач геологического изучения недр и мониторинга состояния использования недр. Функциональной задачей КИА является хранение различных форматов исходной геолого-промысловой информации.

Несомненным достоинством программы является выбор в качестве её платформы языка программирования Java. Это, благодаря его кроссплатформенности, позволяет системе успешно функционировать под любыми операционными системами, поддерживающими Java – Windows 2000/XP/Vista/7, ОС семейства Linux и др. В качестве базы данных используется система управления данными Oracle.

Для компьютерных систем, функциональное назначение которых – хранение информации, необходимым условием является возможность обмена информацией с внешними носителями. Наличие такой функции позволяет максимально упростить процедуру подготовки информации для импорта в систему КИА, выборку загруженных данных по заданным критериям, экспорт выбранных данных в стандартные обменные форматы.

Стоит отметить, что сегодня подобные архивы существуют и в той или иной степени удовлетворяют по-

требностям пользователей (Опыт создания..., 2010). Как правило, доступ к таким архивам по различным организационным и техническим причинам имеет достаточно узкий круг специалистов. В условиях, когда информационные технологии постоянно развиваются, приобретая все новые возможности и формы, открываются новые технические возможности для интеграции таких систем в общее информационное пространство на основе Web-технологий. Использование Web-технологий позволяет вывести работу с архивными материалами на более высокий технологический уровень, обеспечить доступ к ним всем заинтересованным сторонам. Цель использования Web-технологий в системе КИА – это создание удобного для пользователей, доступного, оперативного, контролируемого доступа к архиву с загруженной электронной информацией, в том числе и на коммерческой основе.

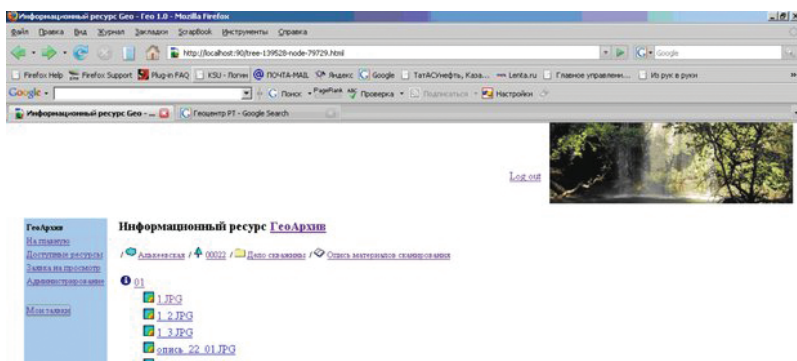


Рис. 1. Web-интерфейс системы КИА.

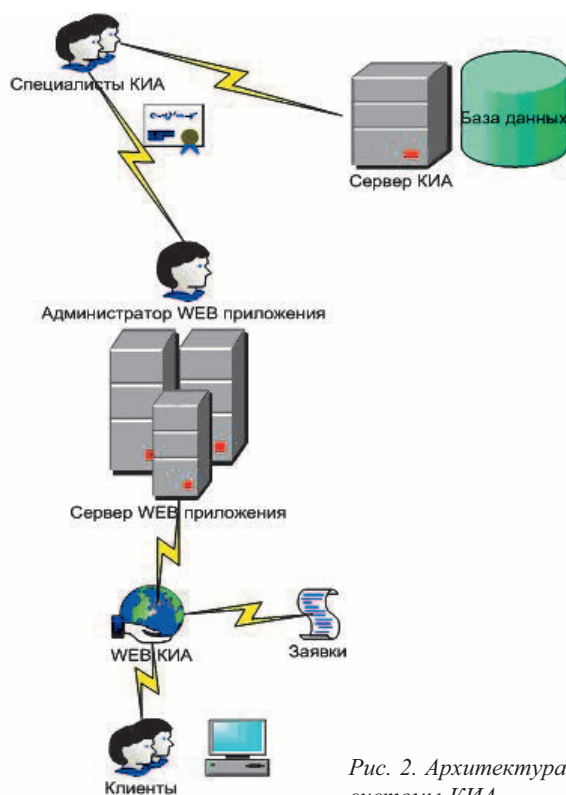


Рис. 2. Архитектура системы КИА.

Развитие системы КИА направлено на создание сервисных приложений, дополняющих и усовершенствующих процесс пользования электронной информацией, на разработку эргономичного интерфейса для комфортной работы пользователей, на предоставление возможности работы с распределёнными архивами, на обеспечение полностью контролируемого доступа к данным на основе системы заявок. В случае, когда работа производится по системе заявок, необходима согласованная с собственником информации методика доступа к архиву в сети интернет.

Для учёта активности пользователей в web-приложении предусматривается система ведения истории посещения страниц пользователями информации. Сбор статистики в плане посещения пользователями узловых элементов информационного пространства позволяет вести рейтинг актуальных разделов информационных ресурсов.

Необходимо уделить внимание контенту системы КИА, т.к. пользователей в первую очередь интересует информационное наполнение архива. Поэтому, для удобства работы с удалёнными данными производится логическое разделение информации на основную – полнообъёмную – и облегчённую, в которой информация сжата с целью упрощения просмотра и оптимизации интернет-трафика.

Актуальным направлением развития системы КИА является перевод на новую систему управления базой данных. Изначально используемая в программе система управления базой данных Oracle безусловно является мощным, но зачастую избыточным решением для подобных архивных систем. С одной стороны это устойчивая, надёжная коммерческая система управления базами данных, с другой стороны система является сложной в настройке и администрировании, и что еще более важно, имеет высокую первоначальную стоимость. Это обстоятельство неприемлемо для небольших компаний.

В последнее время активно развивается сектор свободно распространяемых баз данных, таких, например, как MySQL, PostgreSQL, Firebird. Наиболее привлекательным в этом ряду, по мнению авторов, выглядит свободный продукт с открытым исходным кодом PostgreSQL, который во многом составляет достойную конкуренцию возможностям Oracle. Его отличает кроссплатформенность, масштабируемость базы данных. Количество хранимой графической информации в такой базе данных ограничено только размерами доступного дискового пространства и может составлять десятки и сотни терабайт. Простота администрирования и создания резервных копий, динамичность развития продукта являются также дополнительным конкурентным преимуществом выбранной системы.

При решении задач перевода системы КИА на PostgreSQL и автоматизированного переноса информации из БД Oracle в БД PostgreSQL, возникают технические проблемы, связанные с различием реализации механизма транзакций и хранения информации в двоичных кодах (скан-образов) в этих различных системах управления базами данных. Проектирование Web-приложения системы КИА с учётом использования новых технологий Hibernate

позволит унифицировать работу с базами данных, что обеспечит его переносимость на другие системы управления базами данных.

В качестве технического решения предлагается web-приложение на базе технологии Apache Tomcat. В этом случае для доступа к информации достаточно использовать стандартный браузер, типа Internet Explorer. Web-приложение имеет возможность одновременного подключения к нескольким ресурсам (архивам), что позволяет работать одновременно в единой среде многим специалистам. Следует подчеркнуть, что для реализации клиент – серверного подхода необходимо, чтобы все базы данных, к которым планируется осуществлять доступ через Web-клиента, были переведены на единую структуру данных, с которой работает КИА. На рисунке 1 показан внешний вид Web интерфейса системы КИА, реализованный в браузере Internet Explorer.

Пользователи архива могут регистрироваться в системе, просматривать списки доступных ресурсов и их иерархическую структуру, оставлять заявки на интересные материалы, отслеживать состояние своих заявок, получать разрешённую информацию. Специалисты, обслуживающие программу КИА, обеспечивают наполнение базы данных через единое программное обеспечение КИА, установленное на рабочих компьютерах. Администратор системы управляет доступом и отвечает за целостность БД. Общая схема работы с Web-клиентом – показана на рисунке 2.

Преимуществами работы по предлагаемой схеме являются:

- минимальные требования к техническому обеспечению клиентских мест, так как в работе может быть использована любая операционная система с наличием стандартного web-браузера;
- отсутствие необходимости установки клиента системы на рабочем месте пользователя;
- минимальные требования к компьютерной квалификации пользователя при наличии навыков работы с браузером, умение использования функциональности системы согласно документации;
- интуитивно понятный пользователю интерфейс web-страниц;
- доступ к информации по каналу связи с протоколом HTTP с возможностью работы по защищенному протоколу (HTTPS);
- разграничение прав доступа пользователей к информации путем назначения им ролей с определенными правами;
- возможность выгрузки просматриваемой информации в файлы на компьютере пользователя стандартными средствами web-браузера.

Литература

Андреева Е.Е., Баранов А.Г., Ганиев Р.Р., Гайнутдинов Р.И., Жибрик О.Н. Хранение и архивация геолого-разведочной информации по поисково-разведочным скважинам с целью оперативного использования и государственного учета. *Георесурсы*. №2(25). 2008. 10.

Опыт создания электронного архива проектно-сметной документации в ООО «ПермНИПИнефть». *Нефтяное хозяйство*. 2010. №9. 28-30.

ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

В статье показаны возможности реализации некоторых задач при изучении геологии территорий и мониторинга разработки месторождений.

Ключевые слова: MapInfo, временной разрез, Геолинк, ArcView 3.2, накопленная и текущая добыча, разработка, точечный грид, суммарная карта толщин.

Для решения задач по геологоразведочным работам, при обосновании проектной скважины, например, при перестроении структурных карт, используя данные глубокого бурения и временные сейсмические разрезы в любом растровом формате, sgu-файлы и, имея в наличии MapInfo, нетрудно облегчить работу с помощью инструмента Геолинк.

Для начала создаются элементы привязки: восстанавливают шаг пикетажа сейсмического профиля, его начало, точки поворота и конец. Далее, с учетом точек изломов и длины профиля, подготавливаются нарезки временного разреза в виде, допустим JPG. Далее, каждому фрагменту разреза задается пространственная привязка с учетом рассматриваемой глубины, например, отражающая граница «У». При «привязочных» работах учитываются углы наклона растра по отношению к линии сейсмического профиля.

В итоге получают временной разрез как бы «натян-

тый» на линию сейсмического профиля и он представлен в пространственной системе координат (Рис. 2). А каждый фрагмент его связан с инструментом Геолинк, который позволяет получить доступ к URL или файлу, и ассоциируется с активным объектом (вызывается щелчком по объекту или его подписи). Примечание: данный инструмент применим к окну Карты, содержащему, по крайней мере, один активный слой. Слой является активным, если он выбираемый и редактируемый и содержит активные объекты, с которыми ассоциированы файлы.

Использование инструмента Геолинк применимо к окну списка. Если поле списка содержит ссылки Геолинка (URL или файла), то текст в этом поле будет подчеркнут и инструмент Геолинк будет доступен. (Рис. 1).

Примечание: Если выделен тематический, растровый, косметический слой или слой поверхности, то кнопка Геолинк не доступна.

Построение карт разработок. Методика определения на-

Окончание статьи Р.Р. Ганиева, Е.Е. Андреевой, Р.И. Гайнутдинова, О.Н. Жибрик, С.Е. Валеевой «Новейшие Web-технологии...»

R.R.Ganiev, E.E. Andreeva, R.I. Gainutdinov, O.N. Zhibrik, S.E. Valeeva. **New Web-technologies for information archive (KIA) development.**

Functional mission of system the Corporate information archive (KIA) is storage of various formats of the initial geologic-field information. Use of Web-technologies allows to deduce work with archival materials on higher technological level and to provide access to them to all interested persons.

Keywords: Corporate information archive (KIA), programming language Java, Web-technologies, Web-client, PostgreSQL, browser Internet Explorer.

Евгения Евгеньевна Андреева

заведующий лабораторией подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: использование данных сейсморазведки в изучении геологического строения нефтяных месторождений, создание информационно-архивной системы.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-31-65.

Рустем Ильгизарович Гайнутдинов

ведущий научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: аналитика в области баз данных, а также разработка бизнес процесса на ETL (Extract Transform Load) с использованием продукта IBM Datastage 8.1. Предметная область различная: геолого-геофизическая, строительная, финансовая.

Ольга Николаевна Жибрик

научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: разработка программ на Java с использованием SDK, J2EE, Swing, JSF, JSP, создание информационно-архивной системы.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 298-31-65.

ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ И МОНИТОРИНГА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

В статье показаны возможности реализации некоторых задач при изучении геологии территорий и мониторинга разработки месторождений.

Ключевые слова: MapInfo, временной разрез, Геолинк, ArcView 3.2, накопленная и текущая добыча, разработка, точечный грид, суммарная карта толщин.

Для решения задач по геологоразведочным работам, при обосновании проектной скважины, например, при перестроении структурных карт, используя данные глубокого бурения и временные сейсмические разрезы в любом растровом формате, sgu-файлы и, имея в наличии MapInfo, нетрудно облегчить работу с помощью инструмента Геолинк.

Для начала создаются элементы привязки: восстанавливают шаг пикетажа сейсмического профиля, его начало, точки поворота и конец. Далее, с учетом точек изломов и длины профиля, подготавливаются нарезки временного разреза в виде, допустим JPG. Далее, каждому фрагменту разреза задается пространственная привязка с учетом рассматриваемой глубины, например, отражающая граница «У». При «привязочных» работах учитываются углы наклона растра по отношению к линии сейсмического профиля.

В итоге получают временной разрез как бы «натяну-

тый» на линию сейсмического профиля и он представлен в пространственной системе координат (Рис. 2). А каждый фрагмент его связан с инструментом Геолинк, который позволяет получить доступ к URL или файлу, и ассоциируется с активным объектом (вызывается щелчком по объекту или его подписи). Примечание: данный инструмент применим к окну Карты, содержащему, по крайней мере, один активный слой. Слой является активным, если он выбираемый и редактируемый и содержит активные объекты, с которыми ассоциированы файлы.

Использование инструмента Геолинк применимо к окну списка. Если поле списка содержит ссылки Геолинка (URL или файла), то текст в этом поле будет подчеркнут и инструмент Геолинк будет доступен. (Рис. 1).

Примечание: Если выделен тематический, растровый, косметический слой или слой поверхности, то кнопка Геолинк не доступна.

Построение карт разработок. Методика определения на-

Окончание статьи Р.Р. Ганиева, Е.Е. Андреевой, Р.И. Гайнутдинова, О.Н. Жибрик, С.Е. Валеевой «Новейшие Web-технологии...»

R.R.Ganiev, E.E. Andreeva, R.I. Gainutdinov, O.N. Zhibrik, S.E. Valeeva. **New Web-technologies for information archive (KIA) development.**

Functional mission of system the Corporate information archive (KIA) is storage of various formats of the initial geologic-field information. Use of Web-technologies allows to deduce work with archival materials on higher technological level and to provide access to them to all interested persons.

Keywords: Corporate information archive (KIA), programming language Java, Web-technologies, Web-client, PostgreSQL, browser Internet Explorer.

Евгения Евгеньевна Андреева

заведующий лабораторией подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: использование данных сейсморазведки в изучении геологического строения нефтяных месторождений, создание информационно-архивной системы.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 298-31-65.

Рустем Ильгизарович Гайнутдинов

ведущий научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: аналитика в области баз данных, а также разработка бизнес процесса на ETL (Extract Transform Load) с использованием продукта IBM Datastage 8.1. Предметная область различная: геолого-геофизическая, строительная, финансовая.

Ольга Николаевна Жибрик

научный сотрудник лаборатории подготовки баз данных и информационных ресурсов. Научные интересы: разработка программ на Java с использованием SDK, J2EE, Swing, JSF, JSP, создание информационно-архивной системы.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 298-31-65.

копленной с начала разработки текущей (годовой, и т.д.) добычи нефти, воды и жидкости по рядам скважин достаточно проста.

Накопленная и текущая добыча является суммой количеств добытой нефти, воды, жидкости отдельных скважин, входящих в поднятия или месторождения. Наиболее сложным является распределение добычи нефти, жидкости между пластами многопластового месторождения при их совместной эксплуатации одной системой скважин. При выполнении этой работы сначала выделяются скважины, в которых работает только один пласт. Остальная добыча распределяется в зависимости от принятого метода. Карты **текущего** состояния разработки составляются недропользователями по каждому эксплуатационному объекту. По месторождениям, на которых закончено бурение основного фонда скважин, карты составляются дважды в год: по состоянию на 1 января и 1 июля; по месторождениям, находящимся в стадии разбуривания, карты создают каждый квартал.

Карты текущего состояния разработки выполняются на основе карты начальных или текущих нефтенасыщенных толщин. Данные берутся из ежемесячных отчетов по добыче нефти и закачке воды, в поверхностных условиях, то есть добыча жидкости в т/сут., закачка воды в м³/сут. Масштаб диаграмм линейный и может быть различным

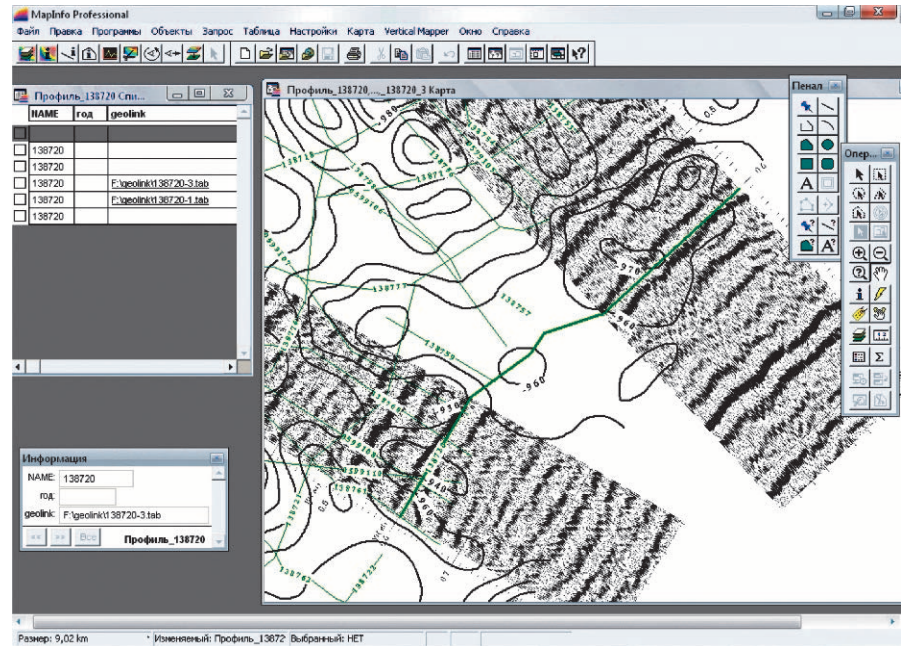


Рис. 1.

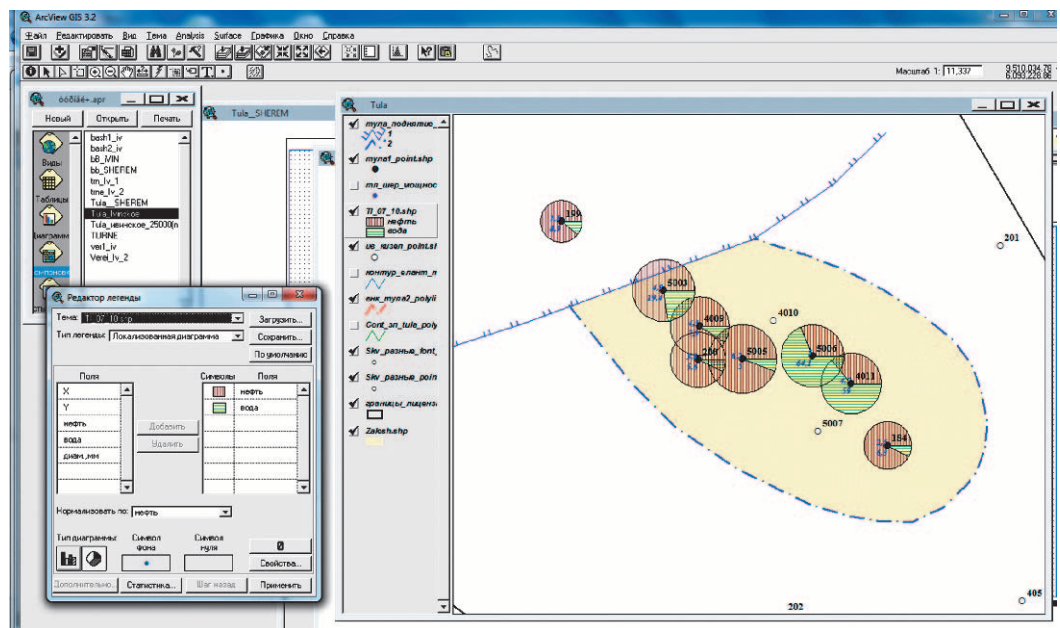


Рис. 2.

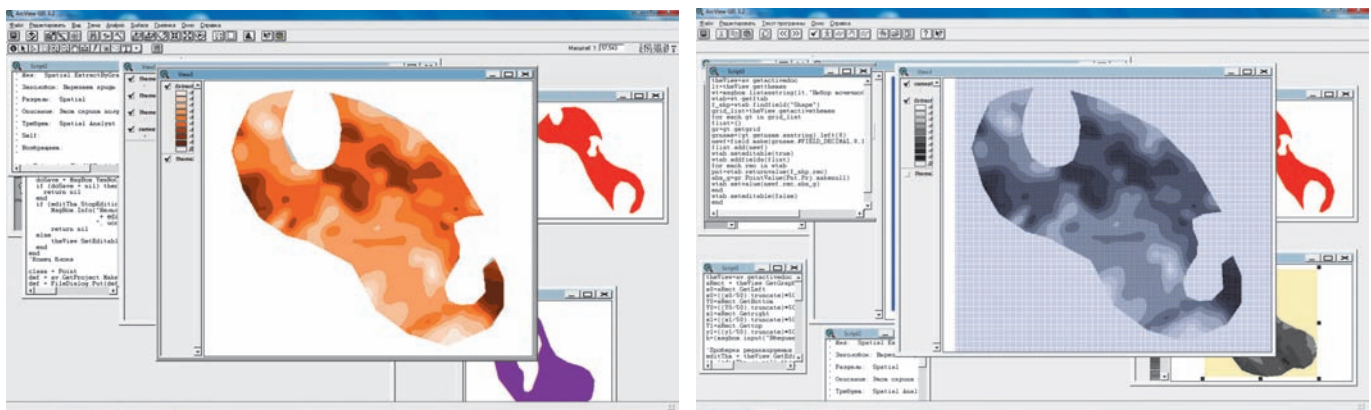


Рис. 3.

для добычи жидкости и закачки воды. Выбранный масштаб обязательно приводится в условных обозначениях карты: 1 см радиуса = т/сут;... м³/сут. Обводненность скважин (весовой процент воды) показывается в виде сектора на круговых диаграммах добывающих скважин. Угол сектора находится из соотношения, $\delta = Q_{\text{в}} / Q_{\text{ж}}$, где $Q_{\text{в}}$, $Q_{\text{ж}}$ – добыча воды, жидкости. Угол откладывается только от положительной вертикальной оси по направлению часовой стрелки. Или 1 % равен 3,6 градусам. Способ эксплуатации изображается штриховкой или раскраской круговых диаграмм. При раскраске карты нефть принято показывать коричневым тоном, добываемую воду – зеленым, закачиваемую – голубым. При наличии соответствующих данных на карте можно представить причины обводнения скважин. Тогда пластовая (подошвенная и законтурная) вода изображается зеленым цветом, закачиваемая – голубым, а «посторонняя» (техническая) – розовым.

Фонд скважин эксплуатационного объекта показывается с разбивкой по основным категориям. Из числа проектных скважин обязательно выделяются проектные скважины текущего года (закрашиваются красным цветом) и намеченные к бурению в следующем году (закрашиваются розовым цветом). Разведочные скважины должны быть подразделены на пробуренные и находящиеся в бурении. На карте необходимо также показать пьезометрические и контрольные скважины. Горизонтальные скважины обозначаются в виде черты, направление которой на карте по азимуту должно соответствовать фактическому (проектному) направлению. На картах текущего состояния разработки также должны быть нанесены линии выклинивания продуктивного горизонта и положение начальных, а по возможности и предполагаемых, текущих контуров нефтеносности и газоносности. В связи с достаточной загруженностью карты нанесение на нее какой-либо дополнительной информации, кроме перечисленной выше, не рекомендуется.

Для целей анализа разработки, помимо карты **текущего** состояния разработки, необходимо иметь также карту накопленных отборов жидкости и накопленной закачки воды – карту **разработки**. Карты разработки обычно составляются раз в год по состоянию на 1 января. Эти карты строятся по тому же типу, что и карты текущего состояния разработки, только на круговых диаграммах изображаются суммарные с начала разработки добыча жидкости (по добывающим скважинам) и закачка воды (по нагнетательным скважинам) в поверхностных условиях. Количество добытой воды представляется в виде сектора. Масштаб диаграмм площадной, желательны один и тот же для изображения добычи жидкости и закачки воды. Способы эксплуатации на этих картах не показываются. Все остальные обозначения, касающиеся категорий скважин и контуров нефтеносности и газоносности те же, что и на картах текущего состояния разработки.

В среде MapInfo задача построения круговых диаграмм для карт разработки невыполнима, так как размер диаграмм пропорционален квадратному корню суммы величин, входящих в показатели, и, исходя из этого, производится отображение соответствующего набора параметров в легенде, и только в ней. Разделение в MapInfo на три градации это результат от 1/10 суммы или макси-

мум, 1/2, максимум или сумму. Данное число и устанавливается в настройках. Иные градации неприменимы. Поэтому для создания карты разработки обратимся в ArcGIS или ArcView 3.2. Предварительные расчеты по наполнению атрибутивной части слоев производятся в Excel, включая перевод весового процента воды в доли градуса. Координатная увязка табличных данных с местоположениями скважин обеспечиваются в среде ArcGIS или ArcView 3.2.

Итоговая карта текущего состояния разработки показана на рисунке 2.

Рассмотрим ситуацию, когда имеется в наличии набор точечных данных в виде текстовых файлов массивов точек grd1, grd2, grd3 по картам эффективных нефтенасыщенных толщин пластов-коллекторов, например, Бр1, Бр2, Бр3, каждый из которых осложнен зонами замещения. Шаг grd в каждом случае разный, а количество узловых точек в них значительно превышает 65536. Добавим, что сводовые части пластов смещены сильно друг от друга. Площадное перекрытие составляет порядка 60-70 %. Необходимо построить общую, суммарную, карту толщин Бр. Как мы понимаем, в Excel решит данную задачу весьма проблематично.

Для начала создается точечный грид (grd), с шагом, учитывающий особенности построения карт в районе зон замещения. Речь идет о специфике проведения изопахит с учетом зоны выклинивания при подготовке данных для подсчета запасов.

По точечным данным grd1, grd2, grd3 строятся гриды Грид1, Грид2, Грид3 с учетом барьерных зон (линии выклинивания) (Рис. 3).

На полученные результаты накладывается вновь созданная сетка, извлекаются данные по толщинам, которые суммируются с целью получения общего грида.

Литература

РД 39-1-149-79. Классификатор ремонтных работ в скважинах и процессов повышения нефтеотдачи пластов.

R.R. Ganiev, G.A. Anisimov. **Performance of some problems of geological prospecting and monitoring of working out of deposits by means of geoinformation systems.**

In article possibilities of realization of some problems are shown at studying of geology of territories and monitoring of working out of deposits.

Keywords: MapInfo, a time cut, the Geolink, ArcView 3.2, the saved up and current extraction, working out, dot grid, a total card of thickness.

Гурий Арсентьевич Анисимов

заведующий лабораторией подготовки и сопровождения программного обеспечения. Научные интересы: геоинформационные системы и сетоды дешифрирования космических снимков Земли.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28.
Тел.: (843) 298-59-65, 298-16-17.

ХАРАКТЕР ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА В ЗОНЕ РАЗВИТИЯ ВИЗЕЙСКИХ ВРЕЗОВ

На примере Беркет-Ключевского месторождения проанализированы геофизические параметры пластов коллекторов. Приведены значения пористости, нефтенасыщенности, проницаемости во врезовой и околорезовой зонах. Также определены граничные значения удельного электрического сопротивления для нефти и воды. Установлено влияние визейских врезов на характеристики коллекторов.

Ключевые слова: коллекторские свойства, визейский врез, пласт-коллектор, коэффициент.

Важнейшими геофизическими параметрами являются пористость, проницаемость нефтенасыщенность и удельное электрическое сопротивление пород (УЭС).

Для выяснения влияния врезов на коллекторские свойства карбонатных пород выбраны отложения турнейского яруса Беркет-Ключевского месторождения.

Глубоко поисково-разведочное бурение на Беркет-Ключевском месторождении началось с 1951 года и продолжается в настоящее время. Данное месторождение имеет значительную площадь и осложнено одиннадцатью поднятиями. Для изучения выбраны Анисовое и Кзыл-Кочское поднятия. В карбонатных коллекторах турнейского яруса Анисового и Кзыл-Кочского поднятия содержится 14% и 21% геологических запасов. Залежи нефти в отложениях турнейского яруса связаны с карбонатными пластами-коллекторами кизеловского, черепетского и малевско-упинского горизонтов, которые выделены по данным ГИС и проиндексированы сверху вниз: Скз-1, Счр-1 и Смл+уп-1.

Анисовое поднятие расположено в крайне южной части месторождения, а Кзыл-Кочское – в крайней северной части. Из этого можно предположить различное геологическое строение этих поднятий, и соответственно их различную геофизическую характеристику.

Характерной особенностью строения поверхности турнейского яруса на территории Беркет-Ключевского месторождения является наличие эрозионно-карстовых врезов. Визейские врезы представляют собой отрицательные структурные формы, наложенные на рельеф турнейской поверхности. Особые условия в период осадконакопления оказывали влияние на строение и пространственное распространение визейских врезов. Денудация турнейских карбонатных массивов и их заполнение происходило в радаевско-бобрковский период (Ларочкина, 2008). Источником материала, заполняющего врезы, являлись приподнятые участки суши. В результате развития эрозионно-карстовых врезов породы бобрковских отложений характеризуются улучшением фильтрационно-ёмкостных характеристик резервуаров. В отложениях турнейского возраста в процессе формирования визейских врезов происходило выщелачивание карбонатных пород. Изменение коллекторских свойств пород зависит от расположения вреза относительно поднятия.

На Кзыл-Кочском поднятии визейский врез приурочен к присводовой части поднятия, а на Анисовом поднятии врез формировался в своде поднятия (Новикова и др., 2010).

Рассмотрим, как изменяются коллекторские свойства пластов в разрезах скважин расположенных во врезовой и околорезовой зоне.

Кондиционные значения пористости для пластов-коллекторов турнейского яруса составляет 8%, нефтенасыщенности – 50%.

Кзыл-Кочское поднятие. Врезовая зона. Пористость коллекторов колеблется от 8,8 до 13,0 %, нефтенасыщенность от 55,5 до 69,3%.

Околорезовая зона. Пористость изменяется в пределах от 8 до 21,8%, нефтенасыщенность от 53,5 до 82,4%.

Анисовое поднятие. Врезовая зона. Пористость коллекторов изменяется от 8 до 11,2%, нефтенасыщенность от 56,9 до 86,2%.

Околорезовая зона. Пористость коллекторов колеблется в пределах от 8,5 до 13,9%, нефтенасыщенность изменяется от 56,4 до 74,0%.

Проницаемость турнейских отложений определялась по керновому материалу. Среднее значение проницаемости на Кзыл-Кочском поднятии составляет $11,48 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, на Анисовом поднятии – $75,45 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Среднее значение пористости на Кзыл-Кочском поднятии составляет 14,24%, на Анисовом поднятии – 11,7%. На рассматриваемых поднятиях объём зерна недостаточен, поэтому имеются расхождения коэффициентов пористости, определённых по керновому материалу и по данным ГИС.

Другой геофизический параметр – удельное электрическое сопротивление (УЭС). Удельное сопротивление пластов определялось по методу индукционного каротажа. Для отложений турнейского яруса построены графики распределения УЭС от Кп (Рис. 1, 2), по которым определяются граничные значения УЭС для нефти и воды.

По Кзыл-Кочскому поднятию – при сопротивлениях пласта меньше 12,5 Омм насыщающий флюид-вода, при сопротивлениях пласта от 12,5-14,5 Омм возможно насыщение как водой, так и нефтью, при сопротивлениях 14,5-55 Омм и выше (70 Омм- скважина №1995, 80 Омм - №3314, 90 Омм- №1414) пласт насыщен нефтью.

Для Анисового поднятия по данным ГИС - вода менее 13,0 Омм, вода-нефть от 13,0 до 16 Омм, нефть - от 16 до 86 Омм и выше (60-250 Омм- скважина №3107). По данным опробования в скважине №3111 при УЭС от 10 Омм и выше выделяется нефть, вода – ниже 10 Омм.

На I графике (Рис. 1), который соответствует Кзыл-Кочскому поднятию, отмечается рассеянность значений. Это

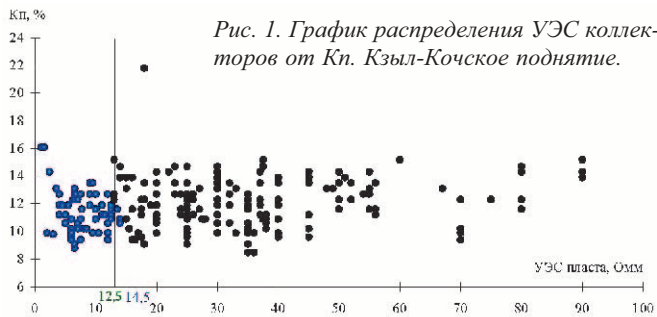


Рис. 1. График распределения УЭС коллекторов от Кп. Кзыл-Кочское поднятие.

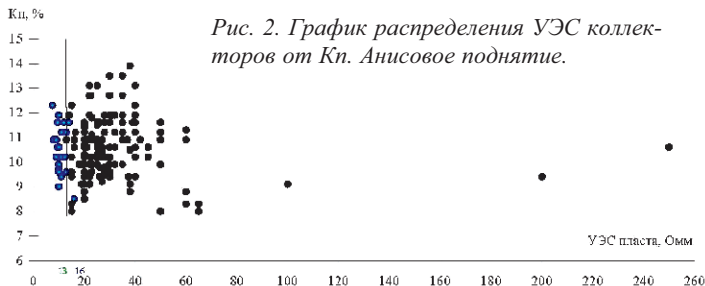


Рис. 2. График распределения УЭС коллекторов от Кп. Анисовое поднятие.

связано с тем, что выделенные пласты коллекторы верхнего и нижнетурнейского подъяруса характеризуются различными значениями Кп и УЭС.

На II графике (Рис. 2) прослеживается концентрация значений. Это означает, что на Анисовом поднятии пласты-коллекторы турнейского яруса характеризуются, в основном, приблизительно одинаковыми значениями Кп и УЭС.

Высокие значения Кп в пластах коллекторах верхнетурнейского подъяруса связано с выщелачиванием пород, которые залегают в околорезервуарной зоне. Такие коллекторы характеризуются высокими сопротивлениями, а значит и повышенными значениями нефтенасыщенности. Низкие значения пористости водонасыщенных коллекторов нижнетурнейского подъяруса обусловлены уплотнением пород с глубиной.

Заключение

В результате проведенного анализа значений геофизических параметров коллекторов турнейского яруса и оценки влияния врезов на коллекторские свойства пород выяв-

лено, что породы, залегающие в осевой части вреза и в околорезервуарной зоне имеют различные фильтрационно-емкостные свойства. Породы характеризуются улучшением коллекторских свойств за счет выщелачивания карбонатных пород в зоне приближенной к врезу и ухудшением коллекторских свойств пород в самой зоне вреза.

Таким образом, определение в разрезе пород с хорошими коллекторскими свойствами позволит более уверенно выявлять закономерности распределения резервуаров в карбонатных разрезах.

Литература

Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: изд-во ООО ПФ «Гарт». 2008. 210.

Новикова С.П., Галимова З.Ш. Особенности тектонического районирования Беркет-Ключевского месторождения и его влияние на характер нефтеносности разреза. *Георесурсы*. № 3(35). 2010. 15-17.

R.R. Sadreeva. Character of change reservoir properties of rocks of Tournaisian stage in development zones of visian partial barrier.

On an example Berket-Klyuchevskoy field the values of geophysical parameters the reservoir units are analyzed. Values of the porosity, oil saturation and permeability are reduced into the partial barrier and near partial barrier zones. Boundary values to the electrical resistance are defined for oil and water. Influence of visian partial barrier on the reservoir characteristics is assigned.

Keywords: reservoir properties, visian partial barrier, reservoir unit, coefficient.

Рамия Рамилевна Садреева

младший научный сотрудник. Научные интересы: геофизические методы поиска и разведки нефтяных месторождений, интерпретация данных геофизических исследований скважин.

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан
420087, Казань, ул. Даурская, 28. Тел.: (843) 299-35-03.



КОРПОРАТИВНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ АРХИВ

КИА позволяет:

- ◆ загружать и хранить информацию;
- ◆ просматривать загруженные файлы;
- ◆ контролировать процесс загрузки;
- ◆ получать статистики, которые полностью характеризуют состояние архива;
- ◆ оперативно использовать информацию.

Применение технологии WEB-клиент:

- ◆ для обеспечения удаленного регламентированного доступа пользователей к информации, хранящейся в системе, предлагается адаптировать web-клиента на базе технологии Apache Tomcat; WEB-клиент предназначен для организации просмотра информации, хранящейся в виде скан-образов, через систему навигации с возможностью администрирования уровней и сроков доступа пользователей как к архиву в целом, так и отдельным наборам информации.



г. Казань (834) 298-31-65. E-mail: Evgeniya.Andreeva@tatar.ru