

БУРЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СКВАЖИН НА ПРОГНОЗИРУЕМЫЕ НЕФТЕПОДВОДЯЩИЕ КАНАЛЫ – ОПТИМАЛЬНЫЙ ПУТЬ ПОЛУЧЕНИЯ ДОКАЗАТЕЛЬСТВ НАЛИЧИЯ СОВРЕМЕННОЙ ПОДПИТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЛУБИННЫМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ ФЛЮИДАМИ

Авторами констатируется повышение интереса российской и международной геологической общественности к проблеме глубинного происхождения нефти. Сделан вывод о том, что факт современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами может быть достоверно установлен (или опровергнут) путем специального параметрического бурения на прогнозируемые нефтеподводящие каналы и последующего мониторинга геофизических, геохимических, промысловых параметров в пробуренных скважинах.

Ключевые слова: современная подпитка нефтяных месторождений, нефтеподводящие каналы.

1. Постановка задачи

Гипотеза о современной подпитке нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами, трансформировавшаяся из гипотезы Б.А. Соколова, А.Н. Гусевой о быстрой современной генерации нефти и газа (Соколов, Гусева, 1993) и получившая бурное развитие в Татарстане под названием «Исследования процессов формирования и переформирования нефтяных месторождений» (Муслимов, 1997; Муслимов и др., 2004 и др.), постепенно завоевывает все больше сторонников среди геологов-нефтяников. Более того, возможность глубинного синтеза углеводородов, на которой собственно и базируется гипотеза о подпитке, в последние годы привлекает все большее внимание и международной геологической общественности. Так, в 2005 году в Калгари под эгидой Американской Ассоциации геологов-нефтяников (AAPG) проведен семинар по происхождению нефти; в 2007 году в Афинах на конференции Европейского региона AAPG и в 2008 году на 33 Международном Геологическом Конгрессе в Осло работали секции по абиогенному происхождению нефти; в 2008 году в Вашингтоне при Геофизической Лаборатории Института Карнеги был организован семинар по глубинному углероду (Deep Carbon Cycle), на который были приглашены примерно 60-80 ученых из большинства развитых стран*. Заметим также, что подобные вопросы в ближайшем будущем будут обсуждаться на международных научных конференциях в Вене, Пекине, Бахрейне.

К сожалению, российская наука опять может оказаться в стороне. Так, в Татарстане, где работы по данному

направлению были пионерными и в конце 1990-х – начале 2000-х годов проводились целенаправленно и многопланово большим творческим коллективом геологов, геофизиков, геохимиков, разработчиков, в настоящее время практически свернуты. В МПР России, в Агентстве «Роснедра» эти работы не приветствуются и практически не финансируются. Хотя надо отдать должное: в 2003-2009 гг. определенные средства выделялись на изучение глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий путем проведения глубинных сейсмических исследований МОГТ по региональным профилям или анализа и тематического обобщения ранее проведенных работ. Полученные результаты, главным образом, по геотраверсу «Татсейс», пересекающему практически всю Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию, позволили выявить связи глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла, получить весомые аргументы в пользу глубинного происхождения нефти и, на этой основе, наметить глубинные критерии нефтегазоносности территорий. Эти результаты были опубликованы в ведущих научных изданиях (Трофимов, 2006 и др.), докладывались на российских и международных конференциях, но должного развития в России не получили.

Так, что же делать? Ждать, пока западные ученые не достигнут нашего понимания проблемы, пока не разработают и не запатентуют основанные на новых принципах технологии поисков и разработки месторождений углеводородов, а потом закупать у них эти технологии? Или все же самим изыскать средства (в общем-то, не очень большие) и продолжить начатые в Татарстане целенаправленные исследования по проблеме? Если исходить из интересов российской науки и экономики, то ответ очевиден: необходимы активные действия для решения этой проблемы собственными силами.

Исследования по проблеме современной подпитки нефтяных месторождений (или процессов их формирова-

* В настоящее время при этой лаборатории создано подразделение «Deep Carbon Observatory», которое получило определенное финансирование, и будет целенаправленно заниматься обозначенной проблемой. Вероятно, организаторы семинара настолько заинтересованы в положительном ее решении, что расходы на поездку участников взяли на себя.

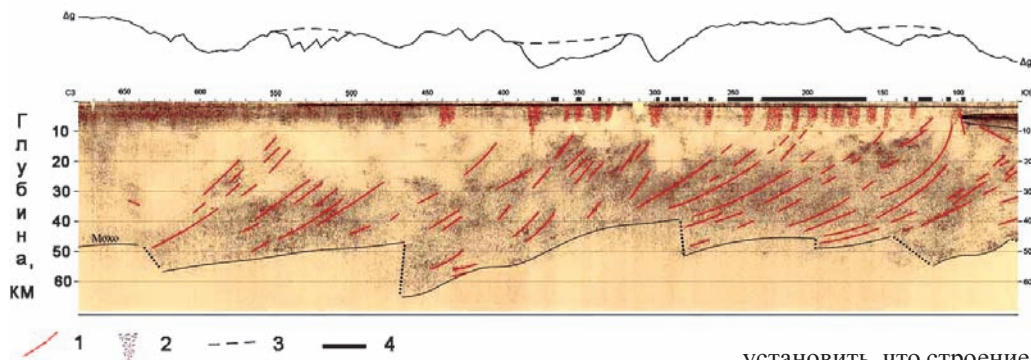


Рис. 1. Сейсмический разрез по геотраверсу «Татсейс». 1 – наклонные отражатели, 2 – субвертикальные динамические аномалии, 3 – участки относительного понижения гравитационного поля, совпадающие с выходом наклонных отражателей в верхнюю часть земной коры, 4 – нефтяные месторождения.

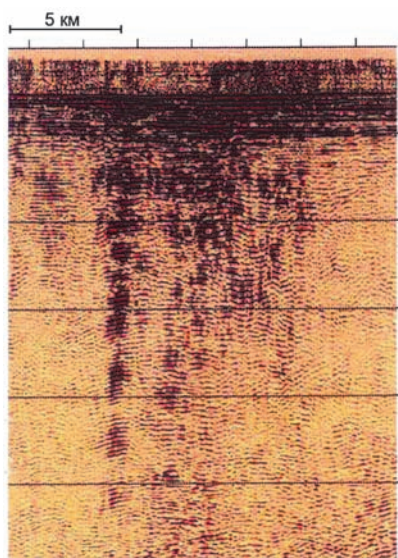


Рис. 2. Отображение субвертикальной динамической аномалии.

ния и переформирования) имеют большую научную и практическую значимость, могут стать в основе новых технологий поиска и, главное, разработки нефтяных месторождений и, по существу – неиссякаемого источника энергии. Но все это остается красивой, но гипотезой. Поэтому **первостепенной задачей** является

достоверно установить (или опровергнуть) сам факт современного подтока глубинных углеводородных флюидов в нефтяные месторождения.

Достаточно надежно и с наименьшими затратами эта задача может быть решена путем бурения пары специальных параметрических скважин: одной – на прогнозируемый (активный!) нефтеподводящий канал, второй – вне прогнозируемого канала. Сравнительный анализ особенностей строения разрезов этих скважин и последующий мониторинг геохимических, геофизических, промысловых параметров позволит с высокой степенью уверенности ответить на вопрос о том, существует ли феномен современной подпитки нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами.

2. Что такое «нефтеподводящие каналы»?

Как было показано нами ранее (Трофимов, Корчагин, 2002 и др.), каждое нефтяное месторождение состоит из трех основных компонентов:

- собственно ловушки, заполненной нефтью;
- некоего глубинного резервуара – поставщика углеводородных флюидов;
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар и ловушку.

Нефтеподводящие каналы (НПК), являясь частью тектонических разломов, представляют собой довольно узкие зоны нарушенных трещиноватых пород, отличающихся по физическим свойствам от вмещающей толщи.

Данные глубинной сейсморазведки МОГТ позволили

установить, что строение земной коры в районе крупных скоплений углеводородов существенно отличается от соседних территорий (Трофимов, 1999; Трофимов, 2006). Так, здесь наблюдаются наклонные отражатели, рассекающие всю земную кору и выполаживающиеся на уровне границы Мохо и в ряде случаев ее пересекающие (Рис. 1). Эти отражатели имеют тектоническую природу, т.е. отображают зоны разломов.

Кроме того, на сейсмических временных разрезах выделяются субвертикальные динамические аномалии (СДА) иногда очень высокой интенсивности (Рис. 2) и также по всей вероятности связанные с нарушенными породами. Интересно отметить, что СДА выделяются по всему профилю, но больше всего их в пределах Ромашкинского и Новоелховского месторождений (Рис. 3). Это, вместе с другими данными позволяет предположить возможную связь этих аномалий и нефтеносности

Единая физическая сущность наклонных отражателей и СДА, а именно их связь с нарушенными, трещиноватыми породами, хорошо проявляется при сопоставлении данных глубинной сейсморазведки с данными гравиразведки (Рис. 1). Хорошо видно, что относительным понижениям поля силы тяжести, наблюдаемым в интервалах 550-500 км, 390-320 км, 160-110 км, практически соответствуют интервалы, где наклонные отражатели прослеживаются выше, чем на соседних участках. С другой стороны, над субвертикальными динамическими аномалиями, как будет показано ниже, также отмечается уменьшение поля силы тяжести, но более локальные.

Все это склоняет к мысли о том, что наклонные отражатели и субвертикальные динамические аномалии представляют собой единое целое. В пользу этого говорит и отмеченная на сейсмических разрезах по геотраверсу «Татсейс» тенденция к наклону СДА в северо-западном направлении и их намечающаяся связь с наклонными отражателями (Рис. 3). На рисунке красными пунктирными линиями иллюстрируется эта связь.

Таким образом, совокупность наклонных отражателей и субвертикальных динамических аномалий вероятно и есть отображение искомого нефтеподводящего канала (или, возможно, зоны каналов), по которому происходит миграция глубинных углеводородных флюидов.

3. Локализация нефтеподводящих каналов и оценка степени их активности

Чтобы оптимальным образом вскрыть скважиной нефтеподводящий канал, нужно осуществить прогноз его местоположения и степени активности. Трудно, конечно, прогнозировать то, что практически не изучено, не известно. Но, тем не менее, полученные к настоящему времени данные, и современные геофизические технологии подводят

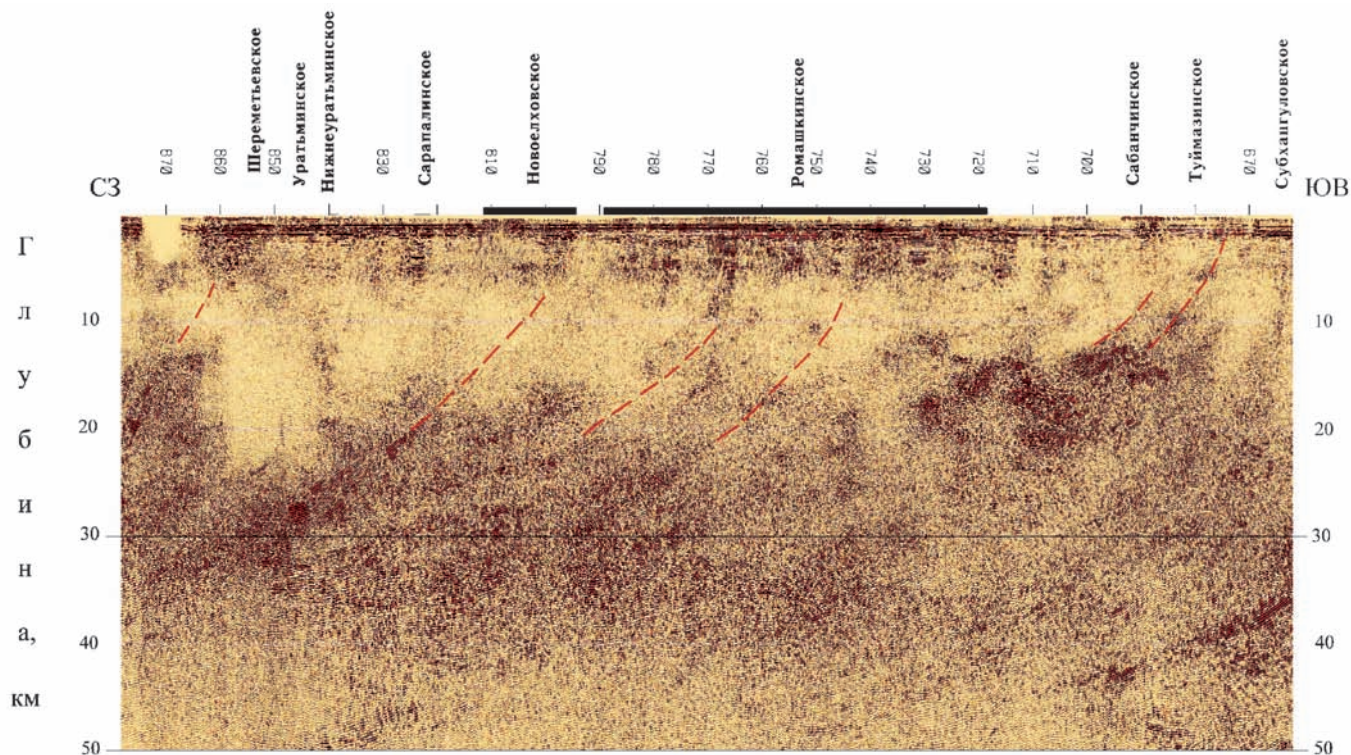


Рис. 3. Иллюстрация приуроченности нефтяных месторождений Южно-Татарского свода к субвертикальным динамическим аномалиям. Последние, в свою очередь, связаны с глубинными структурами земной коры.

нас к решению этой задачи.

Важно подчеркнуть, что для кондиционного сравнительного анализа геологического строения канала и вмещающей толщи проектируемые параметрические скважины должны гарантированно располагаться: одна в пределах нефтеподводящего канала, вторая – вне его. То есть, точность локализации канала и обоснования местоположения скважин должна быть высочайшей. В этой связи отметим, что аномальные по промысловым характеристикам скважины (Ибатуллин, Глумов, 2007) являются важнейшим признаком наличия канала на данном участке, но его локализация в плане должна быть осуществлена по данным сейсморазведки МОГТ, предпочтительнее, в варианте 3D.

Более детальный анализ, в общем-то, немногочисленных сейсмических данных в пределах Ромашкинского нефтяного месторождения позволил выявить заслуживающие самого пристального внимания факты: наличие малоамплитудных тектонических разрывов, прослеживающихся в осадочном чехле до разных стратиграфических уровней, вплоть до верхней части геологического разреза (Рис. 4). Расположены такие разрывы по профилю достаточно часто (иногда через несколько сотен метров), что может говорить в пользу того, что СДА (имеющие, как правило, ширину 1-3 км) отображает не канал, а зону каналов. Это в свою очередь, делает необходимым еще более детальное изучение геологической среды, в

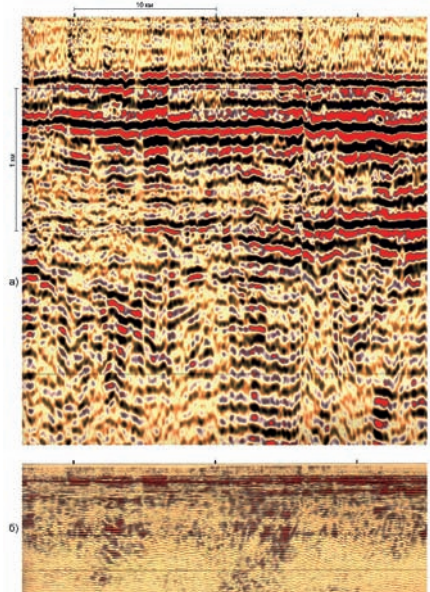


Рис. 4. Геотраверс «Татсейс». Фрагмент глубинного сейсмического разреза. Соотношение горизонтального и вертикального масштабов 1:10 (а) и 1:1 (б).

частности, постановку высокоразрешающей сейсморазведки 3D на Ромашкинском и Новоелховском месторождениях.

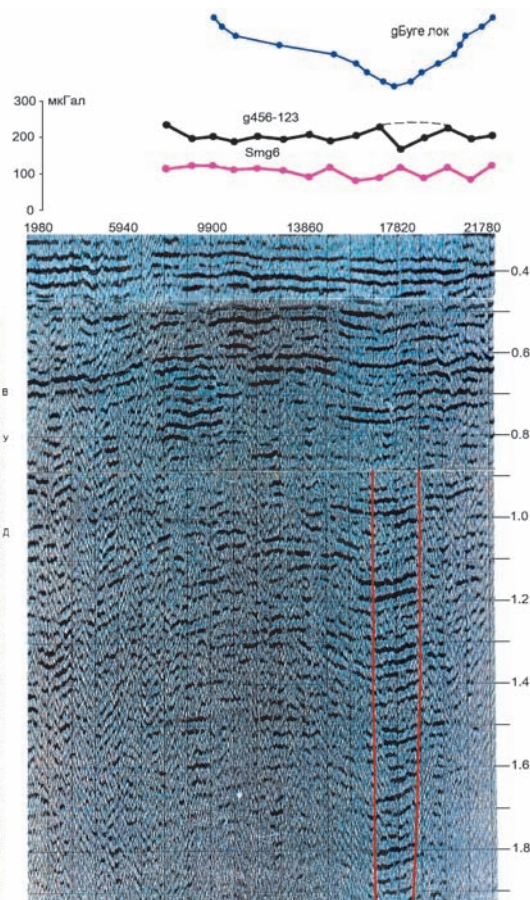


Рис. 5. Характер вариаций силы тяжести вдоль сейсмического профиля 069606. Пунктирной линией выделен участок аномального изменения силы тяжести о времени.

Субвертикальные динамические аномалии, если они действительно, отображают зоны трещиноватых нарушенных пород и являются современными флюидопроводящими каналами (Трофимов, Корчагин, 2002) должны находить отражение и в других геофизических параметрах, в том числе, и гравитационном поле. Но учитывая, что в этом поле отражается суммарный эффект от всех аномалиеобразующих объектов, которыми являются структурные особенности геологических разрезов, вещественный состав пород и т.д., то однозначно выделить проницаемые зоны не всегда возможно, хотя такие случаи несомненно есть. Так, на профиле 069606 над выделенной СДА в редукции Буге наблюдается локальное уменьшение поля силы тяжести (Рис. 5).

Кроме того, под воздействием современных геодинамических процессов, например, приливно-отливных сил, могут возникать вариации плотности за счет изменения объема в миграционных каналах при смыкании-размыкании трещин, а также при смене типа флюида, что может быть зафиксировано в параметрах нестабильности поля силы тяжести гравиразведкой НГП, хорошо зарекомендовавшей себя для оценки степени перспективности выявленных сейсморазведкой локальных структур. Если канал неактивен (вследствие изменения геодинамической обстановки), то смыкание-размыкание трещин не происходит или происходит в меньшей степени, и поле практически во времени не меняется. На этом собственно и основана оценка степени активности выявленного сейсморазведкой нефтеподводящего канала. Вместе с тем, гравиразведка НГП за счет исключения мешающих факторов, дает более надежное (по сравнению с традиционными наблюдениями) местоположение нефтеподводящего канала.

На рисунке 5 приведен пример отображения СДА в параметрах нестабильности гравитационного поля. Если в левой части профиля характер кривых нестабильности достаточно плавный, то над выделенной СДА кривая $g_{456-123}$ (разность трех последних и трех первых циклов наблюдений) аномально отклоняется, а кривая smg (сумма модулей отклонений каждого цикла измерений от их средней величины) значительно изрезанна*.

Таким образом, субвертикальные динамические аномалии отображаются пониженными значениями поля силы тяжести и более надежно - в параметрах его нестабильности. Нестабильность поля свидетельствует и об активности прогнозируемого нефтеподводящего канала.

4. Технология обоснования местоположения параметрических скважин для целенаправленного вскрытия и изучения нефтеподводящих каналов

Эта технология предусматривает использование в качестве основных следующих данных:

- местоположения «аномальных» по промысловым параметрам скважин;
- высокоразрешающей сейсморазведки МОГТ достаточно большой глубинности;
- гравиразведки НГП о нестабильности поля силы тяжести.

* Расчеты параметров нестабильности гравитационного поля выполнены А.И. Волгиной.

На первом этапе возможно использование результатов уже выполненных учеными ТАНИПИнефть исследований промысловых данных и ранее проведенных региональных сейсморазведочных работ. Гравиразведку НГП на прогнозируемых каналах придется выполнять, но ее стоимость относительно невелика.

5. Заключение

Результаты исследования параметрических скважин позволяют дать заключение о наличии подтока глубинных углеводородных флюидов и обоснованно планировать объемы и широту дальнейших исследований по этой проблеме. В то же время, при оценке результатов бурения и мониторинга следует иметь в виду, что вероятность попадания скважиной в нефтеподводящий канал, в общем-то, невелика. Так, если успешность поисковых скважин на девон составляет 20-30 %, то успешность бурения на канал, вследствие сложности изучаемого объекта, будет еще меньше. Тем не менее, на наш взгляд, бурение специальных параметрических скважин (вернее, пар скважин) является наиболее разумным и наименее затратным путем изучения феномена подпитки.

Литература

- Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф. и др. Промысловые исследования процесса формирования и переформирования нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы Межд. науч.-практ. конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки...»*. Казань. 2007. 281-283.
- Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа. *Вестник Московского ун-та*. Москва. Серия Геология. 1993. 2-39.
- Муслимов Р.Х. Развитие сырьевой базы нефтяной промышленности Татарстана. Вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и битумных месторождений. Казань. Изд-во Казанского ун-та. 1997. 5-26.
- Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н., Трофимов В.А., Нургалиев Д.К. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты. *Мат-лы Межрег. совещ. «Роль новых геологических идей в развитии «старых» нефтедобывающих...»*. М: Геология нефти и газа. 2004. 43-49.
- Трофимов В.А. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотраверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию). *Доклады РАН*. Москва. 2006. Том 410, №5. 651-656.
- Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов. *Мат-лы науч.-практ. конф. «Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых»*. Октябрьский. 1999. 28-30.
- Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. №1(9). 2002. 18-23.

R.Kh. Muslimov, V.A. Trofimov. **Drilling of the special parametric well bores for the predicted oil supply channels is the optimal way to obtain evidences of the existence of oil fields current inflow by deep hydrocarbon fluids.**

In the article the authors state the increasing interest of Russian and international geological community to the problem of deep-seated origin of petroleum. It is concluded that the fact of oil fields current inflow by fluids can be definitely established (or refuted) by force of special parametric drilling of the predicted oil supply channels and the following monitoring of geophysical, geochemical and field characteristics in the drilled well bores.

Key words: oil fields current inflow, oil supply channels.