

ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ БУРЕНИЕ КАК СПОСОБ ЛОКАЛИЗАЦИИ НЕФТЕПОДВОДЯЩИХ КАНАЛОВ

На основе геолого-геофизических и промысловых данных представлено пространственное положение нефтеподводящих каналов и предложен способ их точной локализации, базирующийся на горизонтальном бурении. На Миннибаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения рекомендована скважина и основные ее параметры для целенаправленного вскрытия нефтеподводящих каналов и получения новой информации по кристаллическому фундаменту.

Ключевые слова: нефтеподводящие каналы, горизонтальное бурение, Ромашкинское месторождение.

Все больше фактических данных, свидетельствующих о современной подпитке нефтяных месторождений глубинными углеводородными флюидами, появляется по различным нефтегазоносным провинциям (Гулиев, 2004; Ибатуллин и др., 2007; Корчагин, 1999; Мегеря, 2009; Муслимов, 2007; Муслимов и др., 2004; Трофимов, 1999; Трофимов, 2006; Трофимов, Корчагин, 2002; Plotnikova, 2006; Plotnikova, 2008 и др.). Полученные результаты имеют большую научную и практическую значимость и могут стать в основе новых технологий поиска и, главное, разработки нефтяных месторождений и, по существу, неиссякаемого источника энергии.

Одним из важнейших объектов исследований по этому перспективнейшему направлению, являются нефтеподводящие каналы (НПК), наличие которых под нефтяными месторождениями было показано В.И. Корчагиным и В.А. Трофимовым, на основе анализа данных о динамике разработки месторождений и результатов глубинной сейсморазведки МОГТ (Корчагин, 2001; Трофимов, 1999; Трофимов, Корчагин, 2002). Эти каналы, являясь частью тектонических разломов, на сейсмических временных разрезах отображались в виде наклонных, точнее, выполаживающихся вниз отражателей, пересекающих всю земную кору и, в ряде случаев, входящих в верхнюю мантию (Трофимов, 2006). В верхней части кристаллического фундамента каналы становились почти вертикальными и фиксировались на сейсмических разрезах большей частью в виде субвертикальных динамических аномалий и по другим признакам, а в осадочном чехле – по традиционным признакам разломов (Рис. 1). Степень активности канала как важнейший параметр, характеризующий возможность современного подтока глубинных углеводородов, опре-

делялась по данным гравиразведки НГП (нестабильности гравитационного поля) (Патент РФ 2263935, 2003).

Для внедрения принципиально новых способов добычи, реализующих отбор нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов (Патент РФ 2204700, 2002; Трофимов, Корчагин, 2002) необходима точная их локализация в плане.

Дальнейший анализ геолого-геофизической информации показал, что нефтеподводящие каналы, являясь частью тектонических нарушений, представляют собой линейные или, по крайней мере, существенно не изометричные (в плане) структуры. Их протяженность по простиранию (по латерали) измеряется километрами и гораздо большими величинами, в то время как их толщина вкrest простирания (опять же по латерали) может исчисляться первыми метрами. Понятно, что точная локализация таких объектов сейсморазведкой сопряжена со значительными трудностями: если сам факт наличия канала и его простирание сейсморазведкой определяется без особых проблем, то погрешность определения толщины этого канала и его положения вкrest простирания из-за физических ограничений сейсмического метода будут значительны. Вследствие этого целенаправленное вскрытие нефтеподводящих каналов поисковыми (вертикальными) скважинами сопряжено с большими трудностями и вряд ли практически осуществимо.

В этих условиях как метод локализации и целенаправленного вскрытия нефтеподводящих каналов целесообразно использовать горизонтальное бурение. Естественно, оно должно быть обосновано и тщательным образом спроектировано. Особенно важно правильно выбрать местоположение, траекторию и конструкцию первой скважины на нефтеподводящий канал.

Окончание статьи А.Е. Лукина «О фазово-геохимической зональности нафтидоаккумуляции»

different oil and gas provinces and basins. Aside from the known disadvantages of the sedimentary-migration theory, which cannot claim to be the paradigm of oil and gas geology in the XXI century, it is explained by the fact that in the most oil and gas basins we observe a superposition of different aged naphthides connected with the various sources of hydrocarbons and the influence of different naphthide generating systems. A basic scheme of phase-geochemical zonation of naphthide accumulation in the sedimentary cover (stratisphere) with various components (fragments) that we face in some specific sedimentary basins is proposed.

Keywords: petroleum, oil genesis, accumulation of naphthides, organic matter, catagenesis, geochemical transformation, phase-geochemical zonation.

Александр Ефимович Лукин

Д.геол.-мин.н., профессор, директор Черниговского отделения Украинского государственного геологоразведочного института (Чернигов), главный научный сотрудник Института геологических наук НАН Украины (Киев), Академик НАН Украины.

14000, Украина, Чернигов, ул. Щорса, 8, ЧО УкрГГРИ.
Тел: (+38 04622) 41046, (+38 044) 4863157.

Большая работа по выбору места для бурения такой скважины проведена в Татарстане на Ромашкинском нефтяном месторождении-гиганте. На основе анализа аномальных по промысловым характеристикам скважин (Ибатуллин и др., 2007), выявленным учеными ТатНИПИнефть, и данных сейсморазведки по региональным и рекогносцировочным профилям наиболее интересными для заложения скважины на нефтеподводящие каналы на этом месторождении являются Абдрахмановская и Миннибаевская площади (Рис. 2). Аномальные скважины на этих площадях расположены достаточно компактно или даже по 2-3 в ряд, что само по себе ориентирует на северо-восточное простираие искомым каналов в плане (скв.152 и 166, скв.209, 203 и 200, скв.312 и 717). На заседании Научного совета при Президиуме Академии наук Республики Татарстан по геологии и разработке нефтяных месторождений под руководством Р.Х. Муслимова, из этих трех участков был выбран первый (между скважинами 152 и 166), расположенный в западной части Миннибаевской площади. При этом учитывалось, что в непосредственной близости от него находится Миннибаевская сверхглубокая скважина №20000, вскрывшая породы докембрийского фундамента на глубину 3215 метров.

На сейсмическом временном разрезе по профилю, проходящему почти вкрест простираия предполагаемых нефтеподводящих каналов (или зон каналов, трассируемых по линиям скважин 152-166 и 209-200), в районе этих зон наблюдается гораздо большая нарушенность терригенного девона, а по вышезалегающим отложениям карбона – очень узкие субвертикальные нарушенные зоны, отображающие, вероятно, эти каналы (Рис. 3). Понятно, что попасть в такой канал вертикальной скважиной практически невозможно. Горизонтальной же скважиной целенаправленное вскрытие канала (каналов) и точная их локализация (что важно для проектирования системы добычи нефти непосредственно из канала) осуществляется

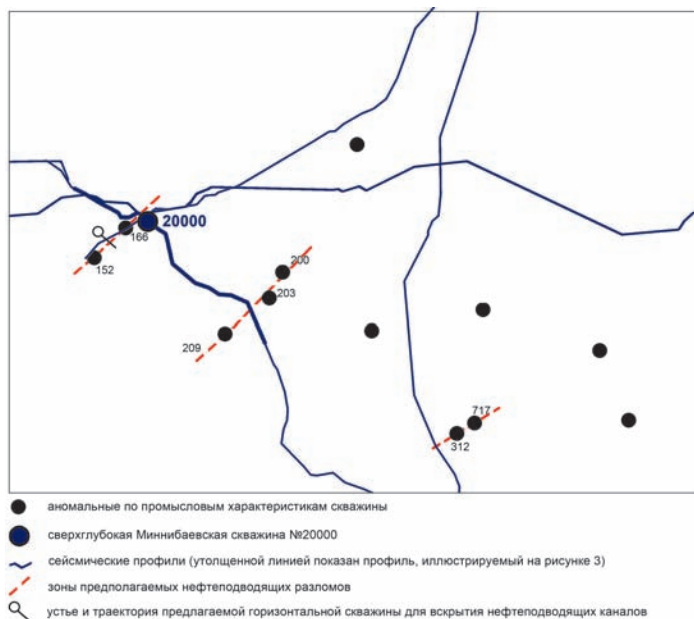


Рис. 2. Схема расположения сейсмических профилей и аномальных скважин (фрагмент). Ромашкинское месторождение.

с высокой степенью надежности.

Горизонтальная часть ствола проектируемой на нефтеподводящий канал скважины должна быть расположена в верхней части кристаллического фундамента (на расстоянии 50-100 м от его кровли) и ориентирована с северо-запада на юго-восток. Войти в фундамент лучше всего так, чтобы аномальная скважина №166 оказалась примерно в центре горизонтального участка проектируемой скважины. При этом иллюстрируемый на рисунке 3 сейсмпрофиль окажется примерно в 700 м. Протяженность горизонтальной части ствола должна быть максимальной (зависит от технических возможностей и выделенного финансирования).

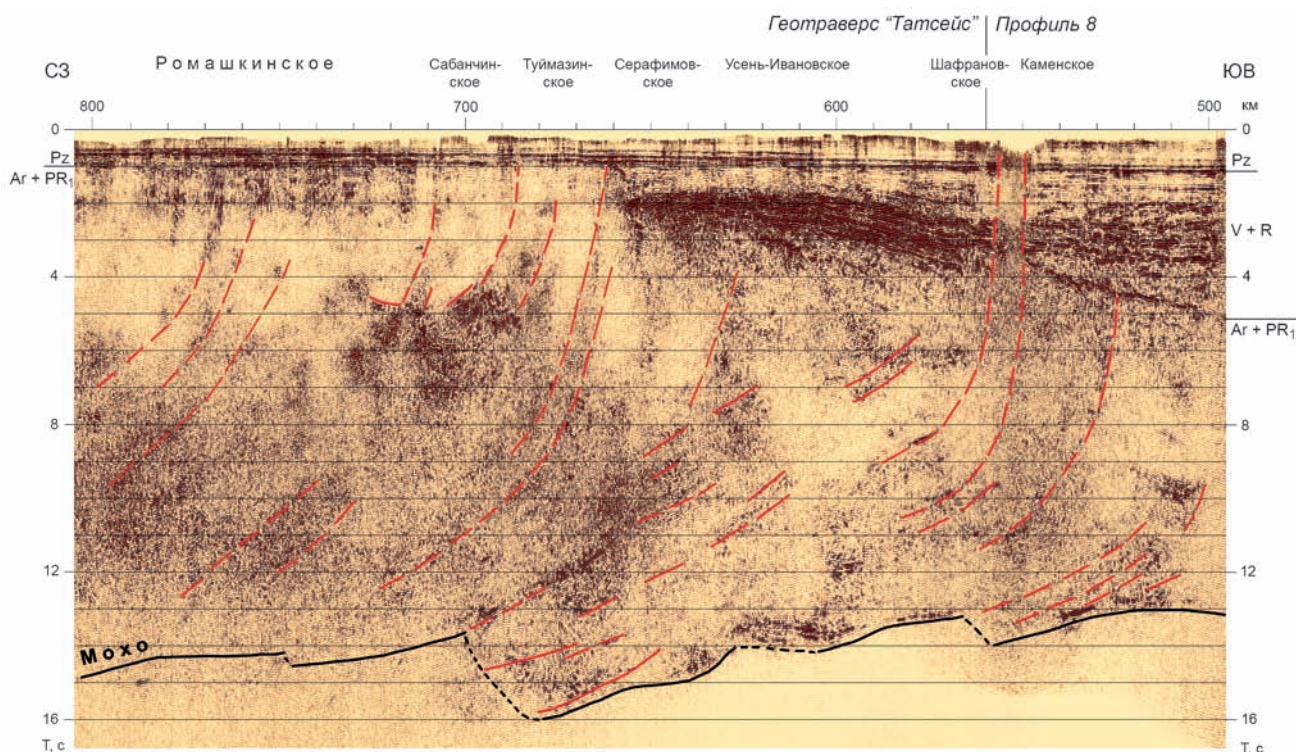


Рис. 1. Сводный сейсмический разрез по геотраверсу «Татсейс» и региональному профилю 8 (фрагмент).

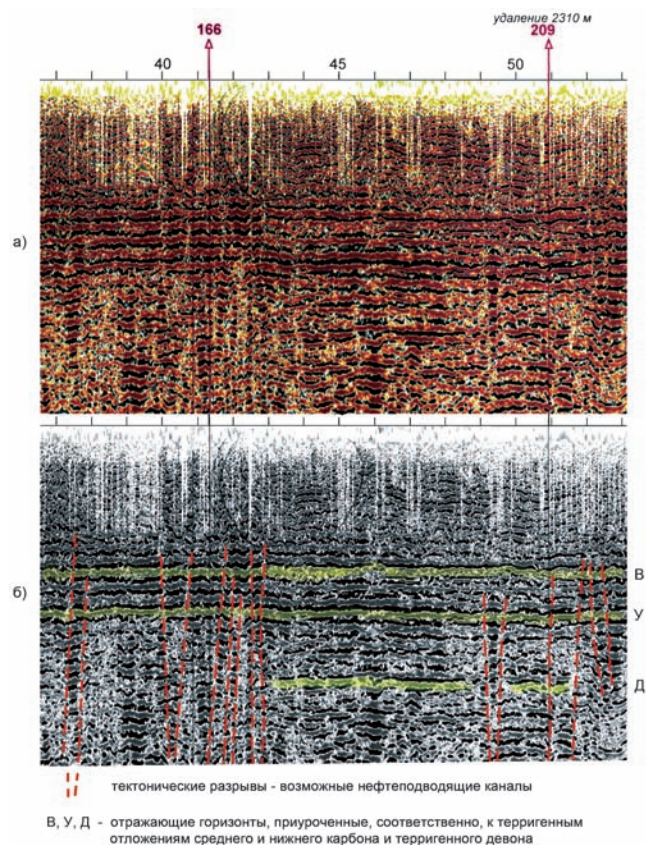


Рис. 3. Сейсмический разрез по профилю, пересекающему зоны аномальных скважин. а) без интерпретации, б) в черно-белом изображении, с интерпретацией.

Проведение в скважине геофизических и геолого-технологических исследований позволит оптимальным образом локализовать положение нефтеподводящего канала (каналов), а последующие испытания на приток – оценить степень его гидродинамической активности.

При проектировании скважины целесообразно предусмотреть максимально возможный отбор керна. По крайней мере, керн должен отбираться и в разуплотненных зонах, и в соседних (уплотненных). Отметим, что горизонтальное бурение по фундаменту вместе с находящейся в непосредственной близости сверхглубокой скважиной №20000, позволит дополнительно получить уникальную геологическую информацию о строении докембрийских толщ.

Таким образом, опробование предлагаемого способа локализации нефтеподводящих каналов путем бурения горизонтальных скважин вкрест простираения этих каналов, последующего их изучения и использования в практике нефтедобычи методически обосновано на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения (где, есть надежда, нефтяная компания «Татнефть» пробурит в ближайшее время горизонтальную скважину на нефтеподводящий канал). Но в принципе подобные скважины могут быть рекомендованы и на других достаточно хорошо изученных нефтяных месторождениях. Результаты могут превзойти ожидания.

Литература

- Гулиев И.С. Субвертикальные геологические тела: механизм формирования и углеводородный потенциал. *Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа*. М.: ГЕОС. 2004. 153-155.
- Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Амерханов М.И., Афанасьева О.И., Слесарева В.В. Промысловые исследования процесса фор-

мирования и перестроения нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы Межд. науч.-практ. конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань, 2007. 281-283.

Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 2001. № 8. 24-28.

Корчагин В.И. Стратиграфическое положение глобальных покровов и искусственные ловушки нефти и газа. *Геология нефти и газа*. 1999. № 1-2. 61-64.

Мегеря В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. М.: Локус Станди. 2009. 256.

Муслимов Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании постоянной подпитки (возобновлении) месторождений углеводородов. *Нефтяное хозяйство*. 2007. № 3. 24-29.

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 Межрегион. сов. «Роль новых геологических идей в развитии «старых» нефтедобывающих районов»*. Москва. *Геология нефти и газа*. 2004. 43-49.

Патент РФ 2204700. Способ добычи нефти. В. И. Корчагин, Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургалиев, В.А. Трофимов. 2002.

Патент РФ 2263935. Способ поисков нефти. В.А. Трофимов, А.И. Волгина, А.В. Трофимов. 2003.

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. Особенности строения земной коры и нефтеносность (первые результаты глубинных сейсмических исследований МОВ ОГТ по геотранверсу, пересекающему Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию). *Доклады РАН*. Москва. 2006. Т.410. № 5. 651-656.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. № 1 [9]. 2002. 18-23.

Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. *International Journal of Earth Sciences*. 2008. № 97. 1131-1142.

Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves. *Journal of Geochemical Exploration*. 2006. № 89. 335-338.

V.A. Trofimov. Horizontal drilling as a way of oil supply channels localization.

Spatial position of the oil supply channels is represented on the ground of geological, geophysical and field data; the way of its exact localization based on the horizontal drilling is suggested. The well bore and its main characteristics for the targeted disclosure of the oil supply channels as well as new information acquisition for the crystalline basement is recommended on the Minnibaev area of the Romashkino oil field (Russia, Tatarstan Republic).

Key words: oil supply channels, horizontal drilling, Romashkino oil field.

Владимир Алексеевич Трофимов

Заместитель генерального директора ОАО «ИГиРГИ» по науке, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАЕН, заслуженный геолог РФ и РТ.

117312, Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1.

Тел.: (499) 124-36-88.