

## НЕФТЕПОДВОДЯЩИЕ КАНАЛЫ И СОВРЕМЕННАЯ ПОДПИТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ГИПОТЕЗЫ И ФАКТЫ

Кривые выработки нефтяных месторождений могут быть интерпретированы иным образом и свидетельствовать о наличии их современной подпитки. Иллюстрируется возможность прогнозирования нефтеподводящих каналов по данным сейсморазведки. Степень их активности может быть оценена гравиразведкой НГП. Для получения весомых фактических данных, подтверждающих или опровергающих высказанную гипотезу, предлагается бурение специальных глубоких скважин и последующий мониторинг промысловых, геохимических и геофизических параметров

*Ключевые слова:* нефтеподводящие каналы, современная подпитка нефтяных месторождений.

В предшествующих работах нами приводились фактические данные, свидетельствующие о том, что каждое нефтяное месторождение состоит из трех основных компонентов: 1 – ловушки, заполненной нефтью, 2 – глубинного резервуара, являющегося основным поставщиком углеводородного флюида, и 3 – нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар с залежью (Трофимов, 2003; Трофимов, Корчагин, 2002). Приводились также данные о том, что по нефтеподводящим каналам происходит современный подток глубинных углеводородных флюидов, подпитывающих нефтяные месторождения.

Одними из наиболее весомых аргументов, доказывающих эти положения, явились данные сверхглубокого бурения, глубинных сейсмических исследований, промысловые данные и длительные сроки эксплуатации некоторых месторождений (до 50 – 100 лет и более). Остановимся на данных о динамике разработки подробнее.

Хорошо известная, классическая схема выработки месторождения подразумевает, что вначале добыча растет, затем достигнет максимума и позднее происходит ее неизбежное снижение (Рис. 1). Причем считалось (Hubbert, 1956), что объем добываемой нефти на этапе подъема ( $Q_1$ )

равен таковому на этапе снижения ( $Q_2$ ). Это положение отражало представления о конечном объеме нефти, как на отдельном месторождении, так и в мире в целом.

Однако, как показывает многолетний опыт, по мере выработки месторождений, нефть в них не кончается. На позднем этапе разработки, когда запасы нефти в ловушке на целом ряде месторождений были практически исчерпаны, добыча нефти продолжалась. Как правило, это

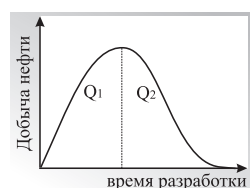


Рис. 1. Предполагаемая схема выработки нефтяных месторождений (Hubbert, 1956).

объяснялось применением более эффективных систем заводнения, применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), внедрением новых технологий и технологических решений. Несомненно, влияние этих мероприятий существует и именно они обеспечивают уменьшение темпов падения добычи. Но полностью объяснить фактические данные о динамике добычи, а именно о ее стабилизации с определенного момента, эти мероприятия не могут. Так, на некоторых мелких по запасам месторождениях Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии и других

регионов добыча производится с конца позапрошлого века до настоящего времени. В Татарстане крупные месторождения (в том числе, Ромашкинское) разрабатывались весьма интенсивно на протяжении более полувека, в результате чего из недр извлечено нефти значительно больше, чем числилось на балансе (Муслимов, 1997). Однако добыча на месторождениях продолжается и сейчас, а их годовые уровни колеблются от 3 до 20 % от максимального. Таким образом, добыча нефти на заключительном этапе не прекращается, а годовые объемы добываемой нефти остаются неизменными на протяжении многих десятилетий, что отображено на хорошо известной типичной кривой добычи (Рис. 2), где 1 – начало разработки, 2 – максимальный уровень добычи, 3 – стабилизация уровня добычи на позднем этапе.

Основываясь на изложенных ранее положениях о том, что каждое нефтяное месторождение связано нефтеподводящим каналом с глубинным резервуаром покажем, что типичная кривая добычи может быть интерпретирована иным образом (Рис.3).

До начала разработки между залежью, нефтеподводящим каналом и глубинным резервуаром устанавливается равновесное состояние. С началом разработки (точка 1) ловушка частично освобождается, равновесие нарушается и по каналу, если он сохранил активную связь с глубинным резервуаром, начинают частично поступать новые порции нефти.

С начала разработки до времени стабилизации (точка 3), включая максимальный уровень (точка 2), добыча нефти осуществляется преимущественно из ловушки. На позднем этапе (после точки 3) добыча производится преимущественно за счет подтока нефти по нефтеподводящему каналу (точка 4). На этом этапе на месторождении устанавливается равновесие между объемами добываемой нефти и ее подтока. Именно на этом этапе нефтеподводящий канал находится в наиболее активном состоянии, а уровень добычи в этот период можно рассматривать как дебит нефтеподводящего канала данного месторождения.

Очень важным для прогнозирования ресурсной базы на длительную перспективу, для решения вопросов социально-экономического развития старых нефтедобывающих районов является то, что типичная кривая добычи (Рис. 3) отображает динамику добычи нефти не только на отдельных месторождениях, но как показал анализ факти-

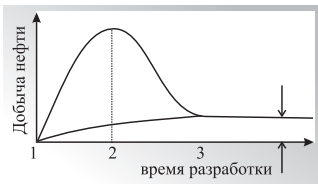


Рис. 2. Фактическая схема выработки нефтяных месторождений.

ческих данных, и в нефтегазоносных районах, областях, провинциях. Так, в Татарстане добыча стабилизировалась на уровне 25 – 27 млн. т. нефти в год (Рис. 4). Некоторые колебания этого уровня могут быть связаны как с внедрением технологий повышения нефтеотдачи, так и с реализацией определенных политических, административных или экономических решений. Например, наблюдаемое в Татарстане в 1998 – 2000 гг. увеличение добычи нефти на 1 – 3 млн. т. связано с внедрением определенных налоговых льгот для малых нефтяных компаний, осваивающих новые месторождения и трудноизвлекаемые запасы. Можно предполагать, что уровень же подтока глубинных углеводородных флюидов составляет величину несколько меньшую уровня стабилизации и для Татарской НГО вероятно составляет порядка 20 – 22 млн. т. в год.

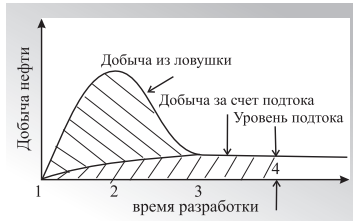


Рис. 3. Фактическая схема выработки нефтяных месторождений, с интерпретацией.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции уровень стабилизации достигнут 10 – 12 лет назад на уровне 110 – 112 млн. т. (Рис. 4). Вероятно, здесь можно прогнозировать уровень добычи несколько меньший этой величины достаточно длительное время.

Важнейшим вопросом является локализация в пространстве (в плане и в разрезе) нефтеподводящих каналов. Это может позволить осуществлять их целенаправленные вскрытие глубокими скважинами и, в дополнение к существующим способам разработки, реализовать способ добычи непосредственно из нефтеподводящего канала (Корчагин и др., 2002).

Нефтеподводящие каналы (НПК), являясь частью тектонических разломов, представляют собой довольно узкие зоны нарушенных, трещиноватых пород, отличающихся по физическим свойствам от вмещающей толщи. Это создает предпосылки для их обнаружения геофизическими методами. Так, на демонстрируемом ранее временном разрезе по глубинному региональному профилю 039511 (Трофимов и др., 2002) кроме объемных динамических аномалий четко выделяются субвертикальные, сужающиеся вниз аномалии. Как правило, они достигают глубин аномалий первого типа и, вероятно, отображают нефтеподводящие каналы, соединяющие глубинный резервуар с ловушками.\*

Анализ сейсморазведочных материалов по некоторым месторождениям в доюрских отложениях Западной Сибири показал, что в районе высокодебитных или длительно работающих скважин (Ново-Портовское, Ханты-Мансийское и другие месторождения) наблюдаются наклонные, подходящие снизу оси синфазности. Факт наличия такой оси в районе скважины №5 (Рис. 5), работающей практи-

\*Как показали полученные впоследствии результаты по геотраверсу «Татсейс» (Трофимов и др., 2006), субвертикальные аномалии с увеличением глубины могут становиться наклонными и выполаживаться в низах земной коры и верхней мантии.

чески с постоянным дебитом более двадцати лет, и их отсутствие в районе «пустых» скважин (а их в окрестности продуктивной скважины пробурено более десяти) позволяет высказать предположение о том, что выявленные наклонные отражатели отображают нефтеподводящие каналы. Таким образом, можно выделить по крайней мере два типа нефтеподводящих каналов: субвертикальные и наклонные. В чем заключается их сходство и различие, как они функционируют – предмет дальнейших исследований.

Чрезвычайно важным для понимания строения, пространственного положения и роли нефтеподводящих каналов является изучение радиально-кольцевых структур (РКС) и связанных с ними радиальных и дуговых тектонических нарушений. Изучение таких структур и их связей с нефтегазоносностью занимались многие ученые. Кольцевые структуры как возможные каналы вторжения углеводородных флюидов рассмотрены в работе (Смирнова, 1997).

Нами на территории Татарстана и прилегающих территорий Самарской и Ульяновской областей была выявлена (Трофимов и др., 2003) приуроченность локальных поднятий и контролируемых ими месторождений нефти к валообразным зонам, радиально расходящимся из единого центра – Шенталино-Черемшанской РКС, а в центральной ее части – к дуговым линеаментам. Анализ данных сейсморазведки МОГТ позволил установить ее глубинную природу и высказать предположение о том, что с этой крупной кольцевой структурой связано не только размещение, но и формирование нефтяных месторождений. Причем, это касается не только месторождений западного склона ЮТС и восточного борта Мелекесской впадины, где их связь с валообразными зонами известна и очевидна, но и гигантского Ромашкинского месторождения. В пользу этого предположения говорит и наличие мощной тепловой аномалии, расположенной в юго-западной его части (Христофорова и др., 2000), то есть на относительно небольшом расстоянии от центральной части Шенталинско-Черемшанской радиально-кольцевой структуры. Это свидетельствует о необходимости целенаправленного изучения кольцевых структур геофизическими методами и глубоким бурением. (Конкретные предложения по изучению Шенталинско-Черемшанской РКС были разработаны в ИГиРГИ и переданы в Департамент природных ресурсов по Приволжскому округу, а также в заинтересованные ГУПРы МПР РФ).

Если изучение геометрии каналов, их пространственного положения лучше всего может быть осуществлено сейсморазведкой МОГТ, предпочтительнее в варианте 3Д, то прогнозирование местоположения НПК, а возможно и степени их активности, может быть осуществлено и другими геофизическими методами. Так, разработанный в ИГиРГИ метод изучения нестабильности гравитационного поля (НГП) (автор А.И. Волгина), успешно применяется для прогноза нефтегазоносности подготовленных сейсморазведкой структур. При этом считается, что наблюдаемые изменения во времени гравитационного поля связаны с влиянием самой залежи. Такое влияние, по-видимо-

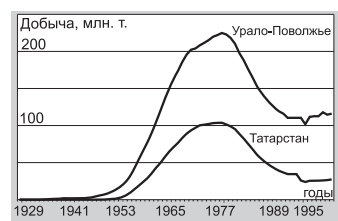


Рис. 4. Добыча нефти в Урало-Поволжье и в Татарстане.

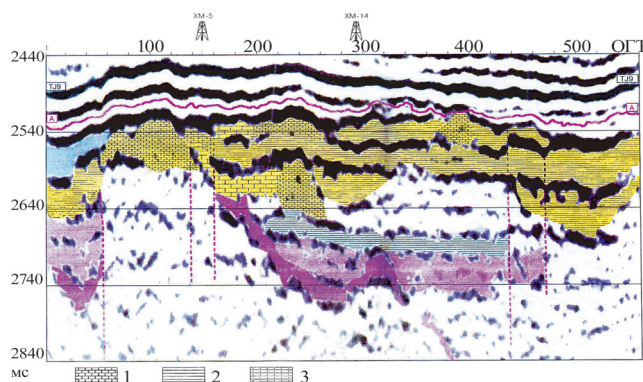


Рис. 5. Отображение предполагаемого нефтеподводящего канала на Ханты-Мансийском месторождении. 1 – карбонаты, 2 – эффузивы, 3 – туфопесчанники. ХМ-5, ХМ-14 – скважины глубокого бурения (Задоевко и др., 2001).

му, действительно существует, но по нашему мнению оно полностью не объясняет наблюдаемые эффекты и амплитуды наблюдаемых аномалий. Более вероятно, что они связаны с циклическим движением флюидов по нефтеподводящему каналу.

Весомые факты о наличии современной подпитки и нефтеподводящих каналов могут быть получены на основе анализа промысловых данных и путем комплексирования сейсморазведки и геохимии. Так, выполненные на участке профиля 039511 поверхностные геохимические наблюдения показали на наличие определенной связи субвертикальных динамических аномалий и распределения микроэлементов. На участках расположения этих аномалий наблюдалось повышенное содержание Li, Be, Ge, V, B, Yb (Трофимов и др., 2007). В ряде работ ученых ТатНИП-нефть (Ибатуллин и др., 2007) иллюстрируется, что нефти из аномальных по промысловым характеристикам скважин более легкие, чем из контрольной группы.

Таким образом, имеющиеся промысловые геолого-геофизические и геохимические данные свидетельствуют о наличии нефтеподводящих каналов, по которым может происходить подток глубинных углеводородных флюидов, и о принципиальной возможности их прогнозирования по геофизическим данным. В результате доказательства гипотезы современного подтока глубинных углеводородных флюидов, подпитывающих нефтяные месторождения, а также уровня этого подтока, могут быть реализованы следующие принципиальные положения:

1. Может быть кардинально изменен подход к оценке ресурсной базы региона, провинции, страны. На основании динамики добычи нефти, появления устойчивого уровня стабилизации, может быть спланирована добыча нефти, как по отдельным крупным месторождениям, так и по областям и регионам.

2. В дополнение к существующим способам разработки ловушек углеводородов появляется принципиальная возможность разработки месторождений непосредственно из нефтеподводящего канала.

3. Геофизические методы поисков ловушек углеводородов могут быть дополнены прогнозированием нефтеподводящих каналов, что будет способствовать повышению эффективности нефтепоискового бурения.

Чрезвычайно важным является получение весомих фактических данных, подтверждающих (или опровергающих) высказанную гипотезу. Это возможно путем бурения пар скважин: на прогнозируемых по промысловым и гео-

физическим данным нефтеподводящих каналах и за их пределами с последующим мониторингом в этих скважинах промысловых, геохимических и геофизических параметров. Новые представления о формировании месторождений углеводородов могут радикально изменить систему нефтедобычи и методику поисков, а также существенно изменить воззрения на ресурсный потенциал страны и каждого региона в отдельности.

## Литература

Задоевко А.Н., Тюнегин С.П., Бобрышев А.Н. и др. Некоторые результаты региональных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ в среднем Приобье. *Геофизика. Спец. выпуск к 50-летию «Ханты-Мансийскгеофизики»*. 2001.

Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф. и др. Промысловые исследования процесса формирования и перемещения нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы между. науч.-практ. конф. «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки...»*. Казань. 2007. 281-283.

Корчагин В.И., Муслимов Р.Х., Нургалеев Д.К., Трофимов В.А. *Способ добычи нефти*. Пат. РФ №2240700. 2002.

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.

Смирнова М.Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения. *Геология нефти и газа*. №9. 1997. 51-55.

Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: важнейшие практические следствия. *Генезис нефти и газа*. М. ГЕОС. 2003. 345-347.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. *Георесурсы*. №1. 2002. 4-9.

Трофимов В.А., Пуланова С.А., Зиньковская А.О. Комплексные геохимические исследования почв в нефтеносных регионах Республики Татарстан. *Геохимия*. №6. 2007. 643-653.

Трофимов В.А., Романов Ю.А., Хромов В.Т. Структурно-тектонический контроль пространственного размещения скоплений углеводородов в Мелекесской впадине и склонах Южно-Татарского свода. *Генезис нефти и газа*. М. ГЕОС. 2003. 347-349.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Муслимов Р.Х. Температура и тепловой поток в гранито-гнейсовом слое земной коры (по результатам экспериментальных измерений в скважинах Татарского свода). *Георесурсы*. №1. 2000. 2-11.

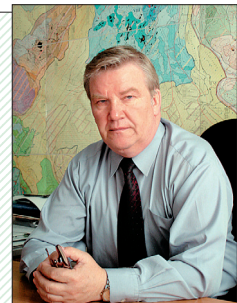
Hubbert M. King. Nuclear energy and the fossil fuels. *Drilling and production practice*. American Petroleum Institute. № 95. 1956.

## V.A. Trofimov. Refilling Channels and Modern Refilling of Oilfields: Hypothesis and facts.

The oilfield development data may be interpreted in an alternate manner and give evidence of refilling of these oilfields. The possibility of predicting of oil refilling channels by means of seismic is illustrated. The grade of activity of oil-refilling channels may be estimated by gravity surveying (VGF). It is suggested to drill special deep wells and following monitoring of geochemical, geophysical and production parameters in order to obtain reliable data, which can approve or disprove the expressed hypothesis.

*Key words:* oil-refilling channels, modern refilling of oilfields.

*Владимир Алексеевич Трофимов*  
зам. генерального директора ФГУП ИГиРГИ, д. г.-м.н., профессор, академик РАЕН. Область научных интересов: нефтегазовая геология и геофизика, геотектоника, исследования глубинного строения земной коры нефтегазоносных территорий.



ИГиРГИ. 117312, Москва, ул. Вавилова, 25, корп. 1.  
Тел./Факс: (495) 124-36-88 / 129-41-07