

КАРДИНАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ВОПРОСА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ «СТАРЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ДОБЫЧА НЕФТИ НЕПОСРЕДСТВЕННО ИЗ НЕФТЕПОДВОДЯЩИХ КАНАЛОВ

В статье приводится краткая аргументация наличия под каждым нефтяным месторождением нефтеподводящего канала (каналов), по которым происходит подток глубинных углеводородных флюидов, обеспечивающих современную подпитку месторождений. На этой основе предлагается принципиально новый способ добычи – отбор нефти непосредственно из этих каналов. Рассматривается технология их вскрытия и один из вариантов системы добывающих и вспомогательных горизонтальных скважин.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи, современная подпитка нефтяных месторождений, добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов.

В ряде предшествующих работ на основе результатов глубинной сейсморазведки МОГТ и данных о динамике выработки месторождений нами была сформулирована (Корчагин, 2001; Трофимов, 1999; Трофимов, Корчагин, 2002 и др.) концепция о том, что каждое нефтяное месторождение состоит из трёх основных компонентов:

- собственно ловушки углеводородов;
- некоего глубинного резервуара как поставщика (или генератора) углеводородных флюидов;
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар и ловушку.

То есть, каждое нефтяное месторождение рассматривалось как сложная и постоянно действующая гидродинамическая система, обеспечивающая подток глубинных углеводородных флюидов, длительные сроки разработки и возобновляемость ресурсов.

Основная аргументация существования нефтеподводящих каналов и наличия современной подпитки нефтяных месторождений была представлена в ранее опубликованных статьях и вкратце заключается в следующем.

1. По данным глубинной сейсморазведки МОГТ, проведённой по региональным профилям, установлены существенные различия в строении земной коры нефтегазоносных территорий и территорий, где месторождения углеводородов отсутствуют. Главное отличие – под нефтяными

скоплениями на сейсмических временных разрезах регистрируются наклонные отражатели, рассекающие всю земную кору и, в ряде случаев, входящие в верхнюю мантию (Рис. 1). Эти отражатели отображают зоны разломов, являющихся основными путями транспортировки углеводородных флюидов, то есть, по сути, нефтеподводящих каналов. В верхней части фундамента и в осадочном чехле они становятся субвертикальными и выделяются на сейсмических разрезах по традиционным признакам разломов. Заметим, что раздел кора-мантия (граница Мохо) под нефтяными скоплениями также имеет явно нарушенный характер (Рис. 1). Это может свидетельствовать в пользу того, что образование углеводородов происходит ниже этой границы.

Принципиальным также является вопрос об оценке степени активности нефтеподводящих каналов. Если канал активен, то есть вследствие современных геодинамических процессов (например, приливно-отливных сил) сохраняется его связь с глубинным резервуаром, то по нему происходит современный подток глубинных углеводородных флюидов. Если канал не активен, то есть он утратил связь с глубинным резервуаром, то подпитка месторождения по такому каналу не происходит.

Степень современной активности канала может быть оценена гравиразведкой НГП (нестабильности гравитационного поля), либо пассивной сейсмикой (например, в варианте НСЗ – низкочастотного сейсмического зондирования), либо комплексом этих и других методов.

2. Как показывает многолетний опыт эксплуатации месторождений, по мере выработки 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 объяснялось применением более эффективных систем заводнения,

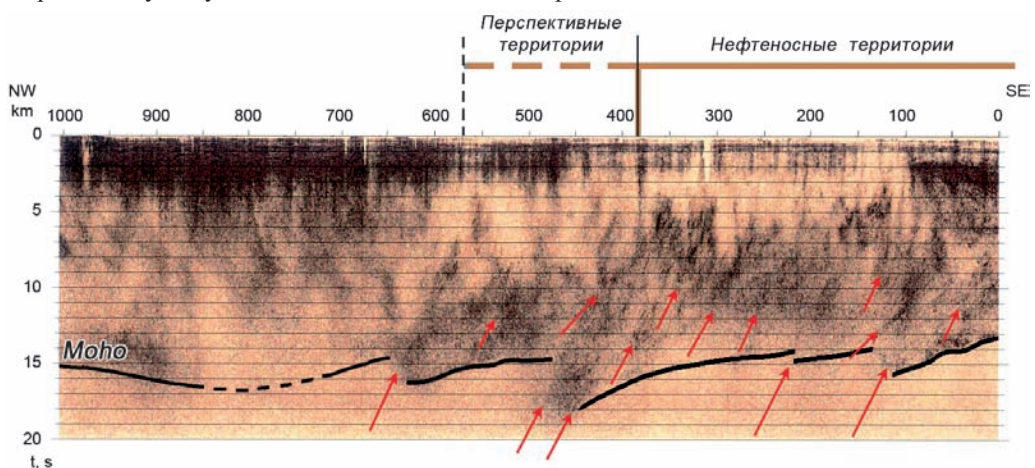
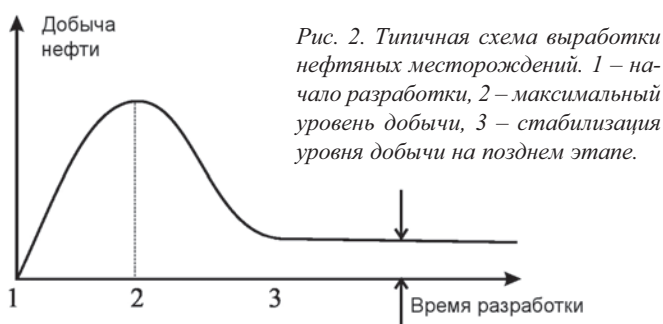


Рис. 1. Характер земной коры на геотраверсе, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. Стрелками обозначены наиболее интенсивные отражатели.



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 и др.). Однако добыча на месторождениях продолжается и сейчас. 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).

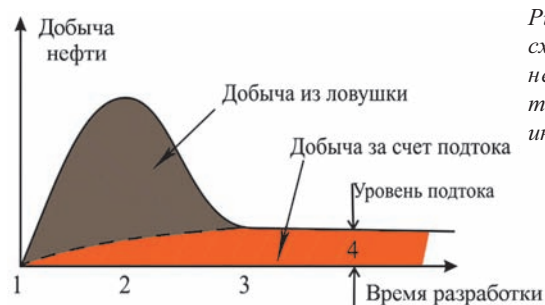
Основываясь на изложенных ранее положениях о том, что каждое нефтяное месторождение связано нефтеподводящим каналом с глубинным резервуаром (источником УВ флюидов), покажем, как может быть интерпретирована типичная кривая добычи (Рис. 3).

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 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. 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 (точка 4) можно рассматривать как дебит нефтеподводящего канала данного месторождения. Как было показано ранее В.И. Корчагиным, уровни стабилизации составляют обычно от 3 до 20% от максимального.

Анализ кривых выработки месторождений позволяет сделать еще один важный вывод: добыча нефти из ловушки является необходимым этапом освоения месторождения, а добыча из нефтеподводящего канала наиболее актуальна для месторождений, вступивших в позднюю стадию.

Наличие под нефтяными месторождениями нефтеподводящих каналов позволяет по новому подойти ко многим



аспектам освоения месторождений, повысить эффективность поисковых работ, правильнее оценить ресурсную базу как отдельных месторождений, так и целых регионов.

Весьма заманчивой, по нашему мнению, становится возможность осуществлять добычу непосредственно из нефтеподводящих каналов. В этом случае нефть, поступающая из канала, может извлекаться длительное время (десятки и сотни лет) с устойчивым дебитом. Не требуется применения технологий заводнения, нефть извлекается практически безводная. Как отмечалось ранее (патент РФ №2204700), для повышения дебита подтока глубинных углеводородных флюидов возможно применение методов, традиционно применяемых для повышения нефтеотдачи пластов (виброакустическое воздействие, солянокислотная обработка и др.). Рассмотрим, как можно (и нужно) использовать эти каналы в практике нефтедобычи, обеспечивая тем самым кардинальное повышение КИН.

Для внедрения принципиально новых способов добычи, реализующих отбор нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов (Патент РФ 2204700; Трофимов, Корчагин, 2002) необходима точная их локализация в пространстве. Анализ геолого-геофизической информации показал, что 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 вквост 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 вквост простирания из-за физических ограничений сейсмического метода будут значительными. Вследствие этого целенаправленное вскрытие нефтеподводящих каналов поисковыми (вертикальными) скважинами сопряжено с большими трудностями и вряд ли практически осуществимо.

Представляется очевидным, что, если нефтеподводящие каналы имеют подобные формы и

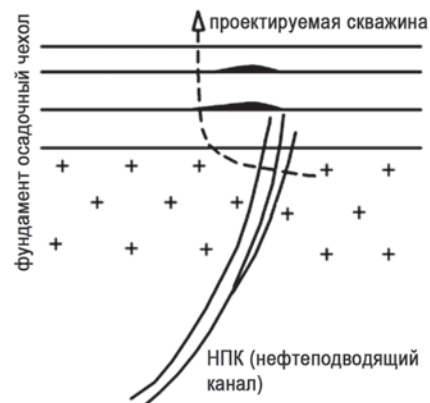


Рис. 4. Принципиальная схема вскрытия нефтеподводящих каналов горизонтальной скважиной.

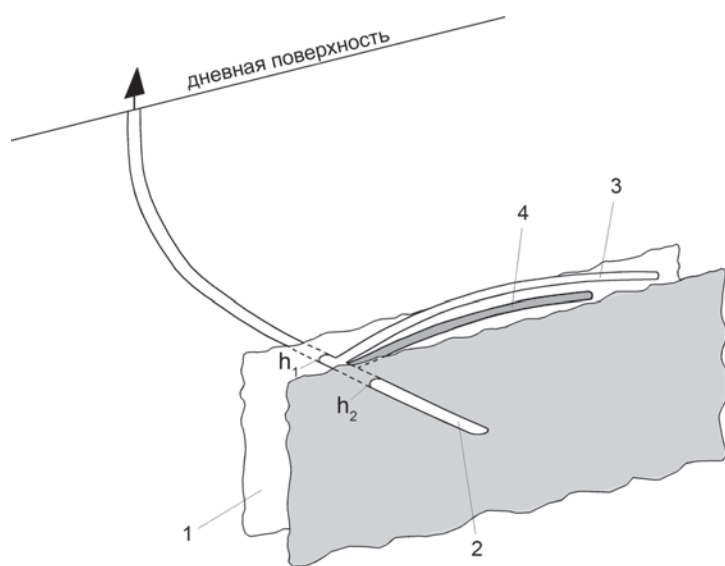


Рис. 5. Принципиальная схема локализации нефтеподводящего канала и размещения эксплуатационных скважин. 1 – нефтеподводящий канал; 2 – горизонтальная скважина, локализирующая; 3 – горизонтальная скважина-покрышка; 4 – горизонтальная скважина, добывающая; h_1 и h_2 – глубины входа локализирующей горизонтальной скважины в нефтеподводящий канал и выхода из него (h_1-h_2 – толщина нефтеподводящего канала).

пространственное положение, то наиболее эффективным методом их точной локализации и целенаправленного вскрытия является горизонтальное бурение (Рис. 4). Естественно, оно должно быть обосновано и тщательным образом спроектировано (Трофимов, 2012). Основными этапами проектирования локализирующей горизонтальной скважины являются:

- выявление аномальных по промысловым характеристикам скважин (Ибатуллин и др., 2007);
- анализ сейсморазведочных материалов с целью выявления канала и установления его простирания;
- проведение гравиразведки НГП (нестабильности гравитационного поля) и (или) пассивной сейсморазведки НСЗ (низкочастотного сейсмического зондирования) для оценки степени активности канала (патент 2263935), т.е. прогнозирования современного подтока по нему глубинных углеводородных флюидов;
- комплексный анализ всей полученной информации для принятия решения о целесообразности бурения горизонтальной скважины и для обоснования её траектории.

Последующее 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.

Зная пространственное положение канала можно спроектировать систему добывающих и вспомогательных скважин, и тем самым реализовать принципиально новую технологию отбора из него нефти.

Один из вариантов такой системы иллюстрируется на рис. 5. Основными этапами его создания являются:

- точная локализация нефтеподводящего канала путем бурения горизонтальной скважины (2) вкрест простирания прогнозируемого канала;
- формирование искусственной покрышки путем бурения второй горизонтальной скважины (3) по простиранию нефтеподводящего канала и закачки в него изолиру-

ющего вещества;

– бурение по простиранию нефтеподводящего канала под созданной покрышкой горизонтальной скважины (4), из которой производится отбор нефти.

Понятно, что в различных геолого-технических и геодинамических условиях и при различных параметрах и формах нефтеподводящих каналов системы разработки будут различными.

Предлагаемый способ добычи нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов может существенно повысить нефтеотдачу «старых» месторождений и найти свое место в практике нефтедобычи. Первый этап предлагаемой технологии – бурение локализирующей горизонтальной скважины методически был обоснован на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, где будем надеяться, нефтяная компания «Татнефть» пробурит в ближайшее время эту горизонтальную скважину.

Вместе с тем, заметим, что предложенная технология малозатратная и в принципе может быть использована и на других, даже небольших, но хорошо изученных месторождениях. Результаты могут превзойти ожидания.

Литература

Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Амерханов М.И., Афанасьева О.И., Слесарева В.В. Промысловые исследования процесса формирования и перестроения нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы между. научно-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. 24-38.

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.

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

Патент РФ 2263935. Способ поисков месторождений и залежей нефти и газа. В.А. Трофимов, А.И. Волгина, А.В. Трофимов.

Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов. *Мат-лы науч.-практ. конф.* Октябрьский. 1999. 28-30.

Трофимов В.А. Горизонтальное бурение как способ локализации нефтеподводящих каналов. *Георесурсы*. №5 (47). 2012. 16-18.

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

V.A. Trofimov. **Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of "old" fields - oil production directly from the oil-bearing channels.**

The article provides a brief argument of the presence of oil-bearing channels under each oil field on which inflow of deep hydrocarbon fluids occurs providing current feeding of fields. On this basis essentially new production method is suggested - the selection of oil directly from these channels. The technology of their opening and one of the options of the system of producing and supporting horizontal wells is considered.

Keywords: feeding of oil fields, oil production from oil-bearing channels.

Владимир Алексеевич Трофимов

Заместитель генерального директора ОАО «ИГиРГИ» по науке, д. геол.-мин.н., профессор, академик РАЕН, Заслуженный геолог РФ и РТ.

117312, Москва, ул. Вавилова, д. 25, к. 1. Тел: (499) 124 36 88.