

НЕФТЕПОДВОДЯЩИЕ КАНАЛЫ: ПРОСТРАНСТВЕННОЕ ПОЛОЖЕНИЕ, МЕТОДЫ ОБНАРУЖЕНИЯ И СПОСОБЫ ИХ АКТИВИЗАЦИИ

Нефтяные месторождения связаны с нефтеподводящими разломами, которые в свою очередь проявляются как нефтеподводящие каналы. Под каждым нефтяным месторождением имеется нефтеподводящий канал, за счет деятельности которого оно и сформировалось. В процессе разработки месторождений эти каналы могут активизироваться и пополнять ловушку новыми порциями флюида. Приводится аргументация в пользу раздельной эксплуатации залежи и нефти нефтеподводящего канала. На ныне неразрабатываемых месторождениях активизация нефтеподводящих каналов может сделать их эксплуатацию высокорентабельной.

Имеются многочисленные и самые разнообразные доказательства тесной связи нефтяных месторождений с разрывными нарушениями. В то же время, очевидно, что не всякое разрывное нарушение, а только определенный его тип тесно связан с нефтяными месторождениями. Эти нарушения можно рассматривать как нефтеносные или нефтеподводящие. Нефтеносность нарушений обычно не сплошная, протягивающаяся по всей их длине, а ограничена узкими их участками – нефтеподводящими каналами, за счет деятельности которых, вероятно, и происходит формирование месторождений (Корчагин, 1998, 2001; Муслимов, 1999). В этой схеме, кроме того, предполагается наличие глубинных резервуаров, расположенных на значительных глубинах и содержащих нефтеподобный флюид.

Таким образом, 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 глу-

бинный резервуар с залежью.

О наличии глубинных резервуаров могут свидетельствовать некоторые факты. Прежде всего, увеличение с глубиной содержания битумоидов и УВ-газов в кристаллическом фундаменте Татарстана (Кристаллический фундамент..., 1996; Муслимов, 1999). Кроме того, по данным глубинной сейсморазведки, под крупными нефтяными месторождениями наблюдаются обширные динамические аномалии на глубинах 15 – 20 км и субвертикальные, сужающиеся вниз аномалии (рис. 1), которые, возможно, отражают глубинный резервуар и каналы, соединяющие его с месторождениями (Трофимов, 2000).

Если строение ловушек нефти изучено достаточно полно, то о глубинных резервуарах и нефтеподводящих каналах данных значительно меньше. Их изучение можно рассматривать как актуальнейшую задачу, решение которой может радикально повлиять на существующую в настоящее время систему нефтедобычи, а также на методику поисков месторождений УВ.

Прежде чем рассматривать детали этой проблемы, следует сформулировать два основных ее положения.

1) Каждое нефтяное месторождение расположено на нефтеподводящем разломе, за пределами, которых нефтяных месторождений и залежей просто не может быть.

2) Под каждым нефтяным месторождением имеется нефтеподводящий канал, за счет подтока по которому нефтефлюида оно и образовалось.

Канал этот может быть активным, сохранившим связь между месторождением и глубинным резервуаром или пассивным, когда эта связь нарушена, обычно за счет окисления нефти и превращения ее в высоковязкий флюид или твердый битум.

Собственно нефтеподводящие каналы до настоящего времени не обнаружены, несмотря на то, что их существование подтверждается целым рядом достаточно убедительных, на наш взгляд, доказательств (Корчагин, 2001). Одним из наиболее веских аргументов является

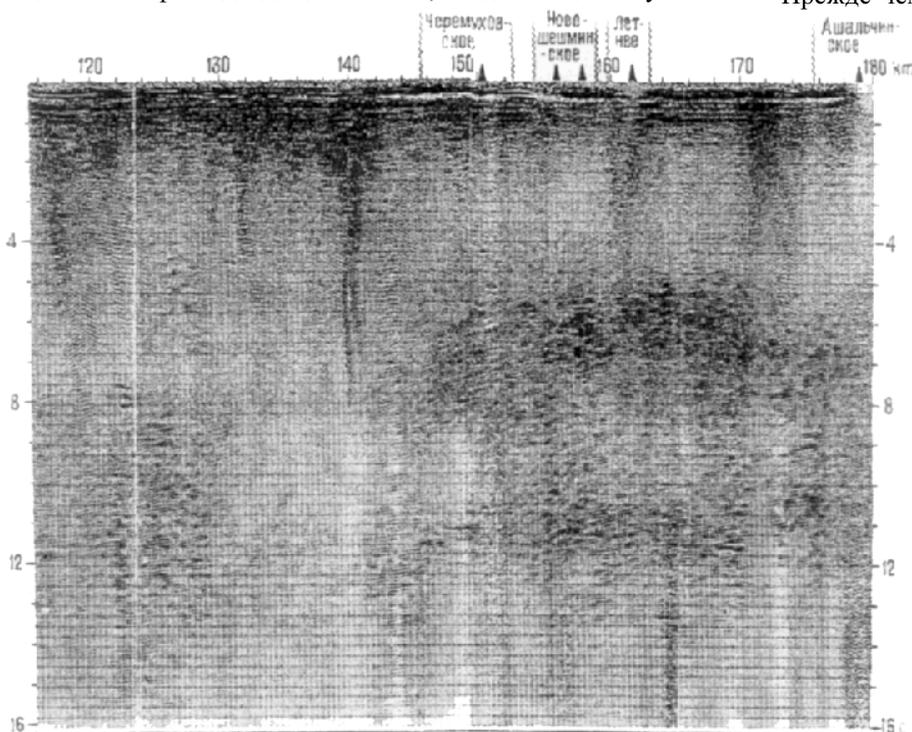


Рис. 1. Фрагмент сейсмического временного разреза. Татарстан. (Обработка ЦЕНТРА ГЕОН).

очень бо-льшой срок эксплуатации ряда месторождений – иногда этот период продолжается более 100 лет. Так-вы месторождения Бакинской группы в Азербайджане (Субанчи, Бибизйбат), некоторые месторождения Север-ного Кавказа, Ферганы (Майлису, Сельрохо, Избаскент), Западной Туркмении (Челекен). В старых нефтегазонас-ных регионах на поздних этапах разработки уровень до-бычи снижается до 20 – 10 % от максимального и стабили-зируется. На этом уровне объем добываемой нефти, оче-видно, уравнивается подтоком новых порций флюида по каналам.

На некоторых крупных нефтяных месторождениях, таких как Ромашкинское, где большинство добывающих скважин сильно обводнены, и значительная их часть вы-ведена из эксплуатации как нерентабельные, имеется це-лый ряд скважин, сохраняющих относительно высокие дебиты, а накопленная добыча в них достигает млн т. Одной из вероятных причин подобного аномального яв-ления может быть их расположение вблизи мощного неф-теподводящего канала, обеспечивающего постоянный высокий подток новых порций нефтефлюида.

В проблеме нефтеподводящих каналов (НПК) про-сматриваются три основных аспекта: 1 – установление его положения в плане, 2 – изменение физических свойств флюида с глубиной и 3 – методы воздействия на канал с целью его активизации и увеличения дебитов подтока.

Положение нефтеподводящих каналов в плане, в пределах площади месторождения

Можно рассмотреть некоторые критерии и предпо-сылки для определения их положения.

1. Нефтеподводящие каналы почти наверняка нахо-дится в пределах площади самого месторождения, а сами они вертикальные или субвертикальные.

2. Активное или пассивное состояние каналов прояв-ляется обычно на поздней стадии разработки месторож-дений. На этой стадии на месторождениях, где предпо-лагается подток флюида, имеются скважины, отличаю-щиеся повышенной суммарной добычей и сравнительно высокими дебитами. В некоторых случаях этот факт мо-жет объясняться особенностями строения самой залежи. Но интерес представляют те скважины с аномальной про-дуктивностью, которые не связаны со строением самой залежи. Их повышенная продуктивность и дебиты, ве-роятно, объясняются близостью к активному, питающе-му месторождение каналу.

3. Нефть, заполнившая ловушку, с течением времени становится более тяжелой и вязкой, в то время как по-ступающая непосредственно по каналу – более легкая, менее окисленная. Различия между качеством нефти, поступающей непосредственно из канала, и нефти, ра-нее заполнившей ловушку, могут быть достаточно зна-чительными и, следовательно, могут быть обнаружены существующими лабораторными методами. В таком слу-чае одним из способов определения положения нефте-подводящего канала в пределах залежи является анализ качественного состава нефти в добывающих скважинах.

Об активной деятельности нефтеподводящих каналов на длительно разрабатываемых месторождениях может свидетельствовать сравнительный анализ качества нефти на ранних и поздних этапах разработки. На позднем эта-

пе качество нефти должно измениться в лучшую сторо-ну по сравнению с первоначальным.

4. В некоторых случаях в процессе разработки залежи наблюдается искажение уровня ВНК. Одной из возмож-ных причин этого является подток нефти по нефтепод-водящему каналу, который и нарушает общую плоскую поверхность ВНК. Для того чтобы получилось такое ис-кажение ВНК дебиты подтока должны быть достаточно высокими. При наличии подтока нефти по каналу в зоне его действия уровень ВНК должен быть самым низким.

5. Разрывные нарушения изначально являются путя-ми поступления нефтефлюида, поэтому одним из основ-ных методов определения положения каналов в преде-лах месторождения является выявление точного про-странственного положения этих нарушений. Здесь осо-бенно обостряется вопрос об отделении нефтеподводя-щих нарушений от “пассивных”. Наиболее вероятным по-ложением канала является пересечение основного неф-теподводящего разлома с второстепенным. Основной нефтеподводящий разлом протягивается вдоль несколь-ких месторождений, а второстепенный, секущий по от-ношению к основному, короткий, может быть ограничен пределами самого месторождения. Для определения по-ложения нефтеподводящего канала можно проследить за-висимость объемов добычи нефти в скважинах от выяв-ленных основного и второстепенного нефтеподводящих разломов. На их пересечении в эксплуатационных сква-жинах должны наблюдаться более высокие дебиты неф-ти на протяжении длительного периода. В определении точного положения нефтеподводящих разломов и их спе-цифики решающую роль, очевидно, будут играть геофи-зические методы, в первую очередь, сейсмика – 3D.

Вдоль высокопродуктивных нефтеподводящих разло-мов нефтью заполняются все ловушки, в том числе са-мые разнообразные неантиклинальные, в то время как в осадочных бассейнах, где нефтеподводящие разломы от-сутствуют, даже идеальные ловушки остаются пустыми, что видно на примере Московской и Мезенской синеклиз.

В настоящее время нет четких критериев и призна-ков, по которым можно было бы отделить нефтеподво-дящие разломы от разломов «пустых». Можно предпо-лагать, что одним из возможных инструментов прогно-зирования нефтеподводящих разломов будет комплексирование сейсморазведки и геохимии, а также гравимет-рии. Очень важен тщательный сравнительный анализ двух этих типов разломов на уже хорошо изученных тер-риториях, а также постановка специальных исследова-ний. Выявление признаков нефтеносности разлома до бу-рения глубоких скважин и открытия месторождений мож-но рассматривать как одну из актуальных задач нефтя-ной геологии, так как именно нефтеподводящие разло-мы определяют перспективы территории, а не наличие даже очень хороших антиклинальных ловушек.

В хорошо изученных нефтеносных бассейнах наибо-лее крупные месторождения достаточно точно опреде-ляют положение основного из нефтеподводящих разло-мов, который обычно протягиваются через весь бассейн. На отдельных участках основной нефтеподводящий раз-лом рассекается более мелкими, так же обладающими нефтеподводящими свойствами нарушениями. Именно на пересечении основного и секущих нефтеподводящих

разломов расположены практически все нефтяные месторождения. О ширине нефтеподводящих разломов и размерах (диаметре) нефтеподводящих каналов можно только предполагать. Вероятно, нефтеподводящие каналы составляют незначительную часть площади месторождения и представляют собой зоны трещиноватых, нарушенных пород. Эти зоны должны отличаться от окружающей их породы физическими свойствами, которые могут быть выявлены и изучены геофизическими методами, в первую очередь сейсморазведкой 3D и СЛБО (сейсмическая локация бокового обзора) и гравиразведкой. В настоящее время их можно оценить приблизительно по данным сейсмики 3D.

Во всей системе нефтеподводящих разрывных нарушений, вне зависимости от масштаба их проявления, наблюдается общая закономерность. Доминантное нарушение рассекается значительно меньшим по масштабу. Их пересечение создает зоны наибольшей концентрации нефтяных месторождений.

Механизм формирования зон нефтенакопления и месторождений сохраняется в разных масштабах – от гигантских, глобальных, нефтеподводящих линеаментов, до относительно мелких нефтеподводящих разломов, формирующих единичные месторождения.

Одним из крупнейших нефтеподводящих разрывных нарушений является

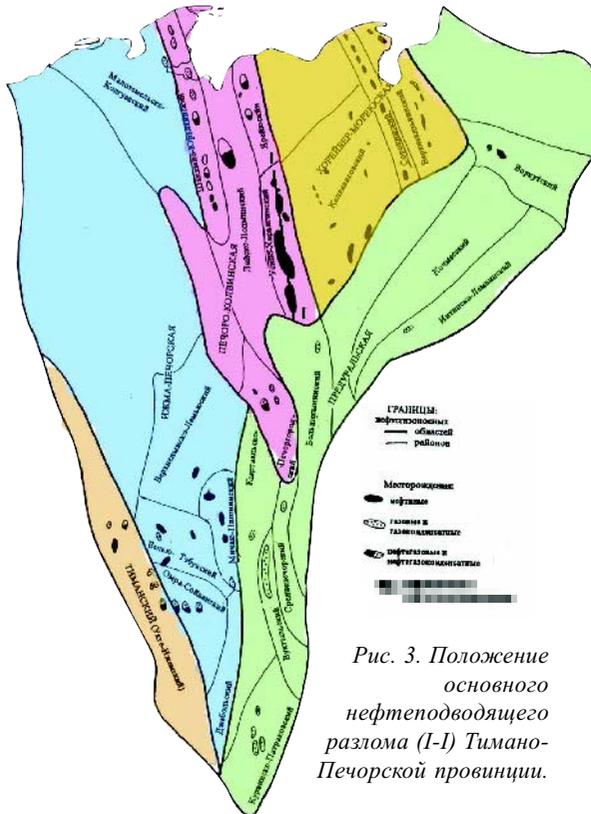


Рис. 3. Положение основного нефтеподводящего разлома (I-I) Тимано-Печорской провинции.

Тимано-Оманский линеамент, вдоль которого расположены нефтеносные бассейны – Персидского залива, Южно-Каспийский, Прикаспийский, Волго-Уральский, Тимано-Печорский и Баренцевоморский.

Этот нефтеподводящий линеамент в пределах каждого бассейна рассекается нефтеподводящим разломом, где



Рис. 2. Положение основного нефтеподводящего разлома (I-I) Волго-Уральской провинции.

практически все его ресурсы. В Прикаспийском бассейне основной нефтеподводящий разлом, так же как в Южно-Каспийском, расположен почти перпендикулярно к линеаменту и зафиксирован такими месторождениями как Тенгизское, Кашаганское и Астраханское. Параллельно этому НПР, несколько южнее, проходят менее крупные – Бузачинский и Южно-Мангышлакский.

В Волго-Уральской провинции основной нефтеподводящий разлом имеет примерно ту же направленность, что и в бассейне Персидского залива, – с юго-запада на северо-восток и зафиксирован он такими нефтяными месторождениями как Мухановское, Ромашкинское, Арланское, рис. 2. На территории Башкортостана, Оренбургской, Самарской, Ульяновской и других областей отчетливо прослеживается система нефтеподводящих разломов меньшего ранга. В Тимано-Печорском бассейне основной нефтеподводящий разлом прослеживается вдоль Колвинского мегавала и зафиксирован Усинским, Возейским и Харьягинским месторождениями, рис. 3.

Секущие, более мелкие разломы могут быть относительно редкими, и тогда вдоль основного нефтеподводящего разлома образуются относительно крупные и редкие месторождения. В других случаях секущие нарушения мелкие и частые, а в результате образуются многочисленные мелкие месторождения, расположенные вдоль основного нефтеподводящего разлома. Примером второго типа может служить зона нефтеподводящих разломов в Северо-Кавказской провинции вдоль юго-восточного склона Индоло-Кубанского прогиба или столь же ярко выраженная цепочка мелких месторождений вдоль нефтеподводящего разлома восточного склона платформы в Башкортостане, рис. 4.

фиксируются крупные нефтяные месторождения и зоны нефтенакопления. В бассейне Персидского залива этот разлом протягивается с юго-запада на северо-восток и зафиксирован такими месторождениями как Гавар в Саудовской Аравии, Румейла в Ираке, Большой Бурган в Кувейте и протягивается далее на северо-восток, где находятся Асмариинская группа крупных месторождений Ирана.

Южно-Каспийский бассейн рассекается поперечным по отношению к основному линеаменту Апшероно-Прибалханским нефтеподводящим разломом, с которым связаны

Изменение физических свойств флюида с глубиной

Нефть в обычном ее состоянии обладает крайне ограниченной способностью к движению. Латеральная миграция нефти, по-видимому, ограничена пределами ловушки, в которой и формируется месторождение. Вертикальная миграция нефти затруднена ее свойствами окисляться и терять подвижность при соприкосновении с пластовыми водами и газами, содержащими кислород. Кроме нефтеподводящих разломов, для формирования залежи обязательно наличие покрывки. Основную роль в формировании нефтяных месторождений играет региональная покрывка, при наличии которой проявляются и другие типы – зональные и локальные. Без региональной покрывки не могут формироваться ни крупные зоны нефтенакпления, ни отдельные месторождения.

Региональными покрывками могут служить только определенные типы осадочных пород – глины и соли (ни магматические, ни метаморфические породы не могут быть покрывками). В глубинном резервуаре нефтефлюид, скорее всего, находится в газообразном состоянии. Нефтефлюид продвигается от глубинного резервуара по вертикальному каналу до тех пор, пока не встречает на своем пути покрывку, где и происходит его дезинтеграция на нефть, конденсат и газ. Иногда он изливается на поверхность, образуя битумные поля. В приповерхностных условиях, когда покрывка недостаточно надежная, нефть частично окисляется в этих породах, образуются асфальтированные пробки и создаются условия для сохранения залежи.

На больших глубинах (порядка 7 км), при высокой температуре и давлении, покрывки, вероятно, теряют свои свойства и становятся проницаемыми для нефтефлюида.

Можно наметить несколько уровней глубин, на которых происходит изменение физического состояния нефти.

На больших глубинах, по пути миграции от глубинного резервуара к осадочному чехлу, флюид находится в специфическом, вероятно газообразном, состоянии и обладает очень высокой проникающей способностью. Первые нефтяные месторождения встречаются в осадочных отложениях на глубинах около 6,5 – 7 км. (Имеются указания о наличии залежей и на больших глубинах, но они могут рассматриваться как исключение) Примерно на этой глубине происходит дифференциация пород на коллекторы и покрывки. Критическая глубина, на которой происходит эта дифференциация, может несколько изменяться. Вероятно, эта глубина является тем рубежом, на котором появляются условия для превращения нефтефлюида в реальную нефть.

Для оценки состояния первичного флюида по мере его движения вверх до поверхности земли можно использовать косвенные признаки, а именно статистические данные по количественному распределению залежей разного флюидального состава на разных интервалах глубин. На больших глубинах (4,5 – 6 км) встречаются залежи преимущественно сложного флюидального состава – газоконденсатные и нефтегазоконденсатные, на средних глубинах (4,5 – 2,5 км) все типы месторождений (нефтяные, газовые, газоконденсатные, газонефтяные, нефтегазовые и газоконденсатные) представлены примерно в

А.А. Лунаев, В.М. Гуревич, С.А. Лунаев

Тепловые свойства горных пород нефтяных месторождений Татарстана. Справочник



Казань: Издательство Казанского математического общества. 2001. 205 с.

В книге приведены систематизированные данные по тепловым свойствам: теплопроводности, температуропроводности и теплоемкости горных пород нефтяных месторождений Татарстана. Изложены методы определения этих характеристик. Рассмотрены зависимости тепловых свойств пород от минералого-петрографического состава, температуры, давления, характера насыщения. Приведены уравнения корреляции между тепловыми и другими петрофизическими характеристиками горных пород. Рассмотрены также вопросы применения данных о тепловых свойствах пород в нефтепромысловой практике.

Для геологов, геофизиков, разработчиков нефтяных и битумных месторождений, специалистов, занимающихся геотермией. Справочник может быть использован также преподавателями и студентами ВУЗов.

равном количестве, а на малых глубинах (до 2,5 км) происходит окончательная дифференциация, и преобладают залежи преимущественно нефтяные или газовые. Более того, наблюдается постепенное ухудшение качества нефти (увеличение плотности, вязкости, парафинистости и т. д.) по мере уменьшения глубин ее залегания. И, наконец, в приповерхностных условиях нефть из жидкого состояния переходит в твердое.

Глубина являются одним из основных, но не единственным критерием изменения состояния флюида. Другим таким критерием являются особенности строения осадочного чехла.

Все месторождения находятся в осадочном чехле или, реже, на границе фундамента и осадочного чехла, где появляются первые покрывки. Нефтеносность фундамента изучалась на протяжении всей истории нефтегазопромысловых работ во всем мире. Было пробурено и испытано значительное число скважин, но на больших глубинах в толще фундамента промышленных скоплений нефти не установлено.

Одной из основных причин отсутствия крупных промышленных скоплений нефти в породах фундамента является отсутствие в них надежных покрывок. Те единичные залежи, которые выявлены в самой кровле фундамента, обычно перекрыты покрывками, залегающими в основании осадочного комплекса. Однако покрывки в



Рис. 4. Схема расположения одного из нефтеподводящих разломов (I-I) Республики Татарстан.

основании осадочного чехла, залегающие непосредственно на фундаменте, очень редко бывают качественными. Между фундаментом и собственно осадочным чехлом («плитным» комплексом) нередко выделяется «промежуточный» комплекс отложений. Промежуточный комплекс широко распространен на некоторых молодых платформах – Западно-Сибирской и Туранской, где представлен пермо-триасовыми отложениями. В нефтегазоносных провинциях Восточно-Европейской платформы – Волго-Уральской, Тимано-Печорской и Прикаспийской он состоит из верхнерифейско-вендских отложений. В промежуточном комплексе, в отличие от фундамента, имеются единичные залежи нефти, но очень редкие и мелкие, обычно непромышленные. Если и в этом случае соотнести полученные результаты с объемами бурения и затратами, то можно предполагать, что поиски нефти в промежуточном комплексе нерентабельны.

Очевидно, что из-за отсутствия хороших покрышек и фундамент, и промежуточный комплекс легко преодолевается нефтефлюидом, вне зависимости от глубин, на которых они расположены.

Практический интерес представляют нефтеподводящие каналы в условиях, когда флюид в нем существует еще в газообразном состоянии. На больших глубинах, при мощном осадочном чехле выявить такой канал непросто. Значительно проще установить его положение при относительно небольшой мощности осадочных образований, в условиях отсутствия промежуточного комплекса и небольшой мощности осадочных отложений, подстилающих нефтеносные комплексы.

Одним из наиболее благоприятных районов для поисков нефтеподводящих каналов является, на наш взгляд, территория Республики Татарстан. Здесь на небольших глубинах находятся залежи нефти в терригенных отложениях девона. Фундамент представлен в типичном его проявлении – кристаллическими архейскими породами. Между кровлей фундамента и продуктивными отложениями имеется небольшая пачка осадочных пород, мощность которых иногда не превышает 20 – 50 м. На терри-

тории республики имеются очень высокодебитные нефтеподводящие разломы и каналы, в результате деятельности которых сформировались не только многочисленные нефтяные месторождения, но и обширные поля битумов. Еще одним свидетельством активного состояния нефтеподводящих каналов является длительная разработка месторождений с большими объемами как накопленной, так и текущей добычи. В настоящее время еще имеются основания объяснять текущую добычу за счет оставшихся запасов в ловушке и увеличения коэффициента нефтеизвлечения. Однако, в дальнейшем, когда запасы будут полностью извлечены, а такой срок не так уж и далек, не останется иного объяснения текущей добычи кроме наличия подтока нефти по нефтеподводящим каналам.

На начальном, довольно длительном, этапе разработки месторождений основная часть нефти извлекались из залежей, т. е. разрабатывались запасы, заполняющие ловушку. На позднем этапе разработка таких месторождений как Ромашкинское, Новоелховское и Бавлинское проводится с закачкой больших объемов воды с целью вытеснения нефти из отдельных участков залежи. С увеличением доли воды в общем объеме добываемой жидкости, увеличивается трудоемкость и снижается рентабельность разрабатываемых залежей.

При активной деятельности нефтеподводящих каналов, обеспечивающих постоянный подток нефтефлюида на позднем этапе разработки месторождений, очевидной становится необходимость изменения самого способа разработки. На сильно выработанных месторождениях новые порции нефти, поступающие по НПК, растекаются по залежи и их извлечение сопряжено с большими затратами. Вероятно, изолировав НПК от остальной залежи, можно будет разрабатывать самостоятельно, изолированно друг от друга и НПК, и залежь. Технологию изоляции НПК от остальной залежи предстоит еще разработать.

Методы воздействия на канал с целью его активизации и увеличения дебитов подтока нефти

Практически на всех длительно разрабатываемых месторождениях нефтеподводящие каналы активизируются самостоятельно. На некоторых ныне разрабатываемых месторождениях, после длительной эксплуатации, устанавливается равновесие между объемом добываемой нефти и ее подтоком. На некоторых месторождениях даже после длительной эксплуатации нефтеподводящие каналы сохраняются запечатанными, подтока нефти по ним не происходит, а их запасы – остаются конечными с определенными коэффициентами извлечения.

На крупных месторождениях связь между объемом добычи и величиной подтока менее очевидна, так как запасы в ловушках большие, разработка происходит длительное время, закачка больших объемов воды в пласт повышает пластовое давление и заполняет высвободившуюся от нефти часть ловушки, тем самым, препятствуя подтоку новых порций нефти.

Очевидно, что для осуществления каких-либо методов воздействия на нефтеподводящий канал необходимо бурение скважин. Однако попасть стволом скважины в нефтеподводящий канал непросто, так как способы определения положения не разработаны, данные об их средних размерах, форме и способе фильтрации пока разроз-

нены и не систематизированы. Вероятно, первоначально нефтеподводящие каналы проще выявить в пределах разрабатываемых залежей, и только после этого пробовать установить их на неразрабатываемых месторождениях.

Установление положения нефтеподводящих каналов может осуществляться на основе анализа данных о дебитах скважин, свойствах нефтей и их изменения во времени, а затем бурением специальных скважин с несколькими наклонными стволами уже в пределах пород фундамента, вблизи предполагаемой зоны канала.

В ближайшее время можно ожидать появления методов детальной сейсморазведки, а также других геофизических методов, с помощью которых можно будет выявлять нефтеподводящие каналы.

Очевидно, методы воздействия на нефтеподводящий канал будут почти такими же, как при воздействии на нефтенасыщенный пласт для повышения нефтеотдачи. Можно предполагать, что наиболее эффективными окажутся методы виброакустического воздействия и их модификации. В случае обнаружения примазок битума в керне скважин вблизи предполагаемого нефтеподводящего канала могут быть использованы разного рода растворители или кислоты.

Перспективы добычи нефти из нефтеподводящих каналов

Наряду с традиционным и пока единственным способом разработки запасов нефти в залежах, может появиться еще один – извлечение флюида непосредственно из нефтеподводящего канала. На каком-то этапе они почти наверняка будут существовать независимо друг от друга. Разработка залежей сохранит свое лидирующее положение еще длительное время. Вместе с тем, на некоторых ныне разрабатываемых месторождениях состояние оставшихся запасов таково, что их дальнейшее извлечение, связанное с закачкой огромных объемов воды, становится все менее рентабельным и создается все больше предпосылок для перехода на эксплуатацию зоны нефтеподводящего канала.

В настоящее время существует множество месторождений (от 40 до 60 % от общего количества открытых и учтенных балансом запасов), запасы которых по тем или иным (обычно экономическим) причинам – не разрабатываются.

Нефтеподводящие каналы могут иметь разные потенциальные возможности, которые не зависят от размера залежи, расположенной над ним и его запечатывающей. Нефтеподводящие каналы проявляют свою активность в процессе заполнения ловушки и, как только ловушка заполняется, нефтеподводящий канал запечатывается и приостанавливает свою деятельность. Поэтому между дебитами нефтеподводящих каналов и размерами расположенных над ними и запечатывающих их залежами нет прямой зависимости. **Под мелкими нерентабельными для разработки месторождениями могут находиться высокодебитные нефтеподводящие каналы.** Это открывает очень заманчивые перспективы для переоценки мелких месторождений, так как под ними могут находиться высокодебитные нефтеподводящие каналы, рентабельные для разработки как самостоятельный объект, вне за-

висимости от запасов, имеющихся в ловушке.

В качестве основных могут быть сделаны следующие выводы:

1) Открывается перспектива переоценки уже открытых и неразрабатываемых мелких месторождений, под которыми могут находиться высокодебитные нефтеподводящие каналы. Выявление, активизация и разработка нефтеподводящих каналов под такими месторождениями может стать новым дополнительным мощным источником извлечения нефти.

2) На разрабатываемых месторождениях с явными признаками подтока флюида необходима разработка способов локализации и изоляции нефтеподводящего канала от остальной ловушки. Перспективной представляется раздельная разработка нефти, находящейся в ловушке и из подводящего канала, особенно на поздней стадии эксплуатации месторождения при высокой выработанности запасов и сильной обводненности нефтенасыщенных пластов.

Литература

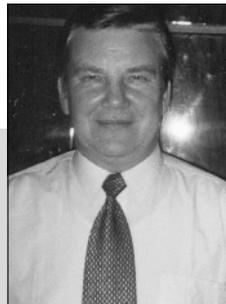
Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. № 8, 2001. 24-28.

Корчагин В.И. Нефтегазоносные разломы и искусственные ловушки нефти и газа. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. № 9, 1998. 7-9.

Кристаллический фундамент и проблемы его нефтегазоносности. Под ред. Р.Х. Муслимова и Т.А. Лапинской. Казань. Дента. 1996.

Муслимов Р.Х. Пути расширения ресурсной базы на поздней стадии развития нефтедобывающих регионов. *Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений*. Труды научно-практ. конф. VI межд. специализированной выставки "Нефть, газ – 99" т.1. Казань. Экоцентр. 1999.

Трофимов В.А. Региональные геофизические исследования в Татарстане: комплекс, основные результаты и новые задачи. *Геоинформатика*. № 4, 2000. 48-51.



Владимир Алексеевич Трофимов

Д. г.-м. н., зам. генерального директора по науке ИГиРГИ, профессор кафедры геофизики КГУ, член-корреспондент РАЕН. Сфера научных интересов включает геологию и геофизику нефтегазовых месторождений, исследование структуры земной коры, геотектонику и формирование залежей углеводородов. Автор более 130 работ.



Владимир Иванович Корчагин

К. г.-м. н., старший научный сотрудник ВНИГНИ.

Область научных интересов – закономерности строения и расположения месторождений и залежей нефти и газа.