

На правах рукописи

Трушкин Валерий Владимирович

**ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРА ДВИЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

(на примере Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти)

Специальность 04.00.06 – Гидрогеология

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск – 2000

Работа выполнена в Институте геологии нефти и газа СО РАН

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук,
профессор Шварцев С.Л.

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
профессор В.М. Матусевич
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент А.Д. Назаров

Ведущее предприятие: Томское отделение Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья.

Защита диссертации состоится 26 июля 2000 года в 12 часов на заседании диссертационного совета К 063.80.08 в Томском политехническом университете по адресу: 634004 г. Томск, пр. Ленина, 30.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Томского политехнического университета.

Автореферат разослан 23 июня 2000 г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Ведущая роль подземных вод в формировании залежей нефти и газа в признается большинством исследователей. Однако в настоящее время данный фактор слабо используется при проведении поисковых и разведочных работах на нефть и газ. Одна из причин этого кроется в недостаточной степени изученности гравитационного и капиллярного движения вод на больших глубинах, что не позволяет выработать более точных методов поиска и разведки залежей нефти и газа и подсчета их запасов. Особенно важной в этой связи оказывается проблема изучения закономерностей направления движения глубоких вод в резконеоднородной фильтрационной среде, где резко возрастает роль капиллярных явлений в экранировании залежей (Ю. М. Большаков, И.А. Иванов и др.).

Помимо этого традиционного направления актуальность проводимых исследований связана с разведкой и эксплуатацией гидроминеральных и гидротермальных ресурсов, закачкой жидких промышленных отходов в глубокие горизонты и с проблемой сейсмогидрогеологических прогнозов.

Признаваемая и рассматриваемая в настоящее время многими исследователями гидродинамическая зональность артезианских бассейнов, позволяет связывать проблему изучения движения пластовых вод глубоких горизонтов с проявлением нижнего предела применимости закона Дарси (В.А. Кротова, Л.Н. Капченко, И.Г. Кнссин, А.Е. Гуревич, А.Т. Арье и др.). Однако установление зависимости скорости фильтрации от градиента напора ниже начального в настоящее время является теоретически слабо изученным. Основные исследования по этому вопросу, проведенные Ю.М. Молоковичем и А.Г. Арье, до конца не решают эту сложную проблему глубинной гидродинамики.

Цель работы. Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений при градиенте напора ниже начального применительно к нефтяным водам се-дIMENTационного и смешанного генезиса.

Основные задачи: 1) разработать модель регионального движения подземных вод в пределах Игольско-Тапового и Карайского месторождений нефти; 2) оценить скорости и характер движения воды в пределах верхнеюрского горизонта Ю₁⁰ Игольско-Талового месторождения; 3) выявить зависимости направления фильтрации вод нефтегазоносных отложений Томской области от характера их движения.

Методика исследования и исходные данные. Для изучения характера фильтрации пластовых вод при градиенте напора ниже начального применялся подход АТ. Арье, основанный на выявлении физической сущности движения воды с использованием базовых положений механики жидкостей, теории упругости, термодинамики и молекулярной физики. Для решения других задач в работе применяется сравнительный, комплексный, регионально-гидрогеологический подходы и методы подземной гидродинамики.

В работе использованы данные по 42 скважинам Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти. Проанализированы материалы гидродинамического исследования скважин (80 объектов), данные по составу воды (19 проб), нефти (29 проб) и растворенного газа (6 проб). Автор осуществлял гидродинамический контроль за разработкой Игольской залежи, в процессе которого были получены важные результаты, обработаны и проанализированы данные гидродинамических исследований 32 эксплуатационных скважин. Кроме этого применялись данные замеров пластовых давлений и температур по 64 поисково-разведочным скважинам Первомайского, Малореченского, Лугинецкого, Ломового и Советского месторождения углеводородов.

Научная новизна. В результате обработки данных по Игольско-Таловому и Карай-скому месторождению нефти показано, что движение свободной воды верхнеюрского водоносного горизонта $Ю_1^0$ не подчиняется закону Дарен. В отличие от Ю.М. Молоковича называвшего, такое движение "ползучим" течением, в данной работе обосновано и предложено более точное название - ползучая фильтрация. Фильтрация, происходящая по закону Дарси, названа текучей. Используя законы теплопроводности, выведена формула расчета скорости ползучей фильтрации. Введено понятие энергOMETрического напора и выведена формула его расчета, позволяющая более точно определять направление движения пластовых вод и в частности более точно определять границы месторождений нефти и газа.

В работе защищаются:

1) элизионная модель движения седиментационных вод в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти, которая может служить основой для других регионов Западной Сибири;

2) наличие двух видов фильтрации воды: текучей, описываемой законом Дарси

и ползучей, происходящей при градиенте напора ниже начального;

3) преобладание ползучей фильтрации в водоносных горизонтах нефтегазоносных отложений юго-западной части Западной Сибири.

Практическая значимость и реализация работы. Разработанные положения о движении пластовых вод при градиенте напора ниже начального целесообразно использовать при поисково-разведочных работах на нефть и газ в Западной Сибири.

К настоящему времени материалы диссертации использовались: при пересчете запасов Озерного, Малореченского и Первомайского месторождений нефти (1989-1991), при контроле за разработкой Игольско-Талового месторождения нефти (1994), при разработке гидродинамических критериев поиска месторождений нефти и газа в Томской области (1996-1997), при оценке гидродинамических перспектив формирования залежей нефти на востоке Томской области (1998).

Главным практическим результатом данной работы является разработанная гидро-геодинамическая модель строения Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти, которая подтверждается данными эксплуатационного бурения. На северо-востоке Игольской залежи оконтурена гидродинамическая ловушка нефти с неразведанными запасами в 20 млн. т. и указано место заложения разведочной скважины.

Апробация работы. Результаты работы докладывались на научно-практических семинарах кафедры гидрогеологии и инженерной геологии ТПИ (1990-1999), на конференции молодых научных сотрудников (Иркутск, 1990), на XIII и XV совещаниях по подземным водам Сибири и Дальнего Востока (Томск, 1991, Тюмень, 1997), на VI Всероссийском гидрогеохимическом совещании по проблеме "Многоцелевые гидрогеохимические исследования в связи с поисками полезных ископаемых и охраны подземных вод (Томск, 1993), на конференции по современным проблемам гидрогеологии и гидрогеохимии Сибири (Томск, 1996), на Международных научных совещаниях-семинарах по механике реагирующих сред и экологии (Томск, 1992, 1994, 1996, 2000), на первом Международном научном симпозиуме "Молодежь и проблемы геологии" (Томск, 1996), на Юбилейной научно-практической конференции "Проблемы и пути освоения минерально-сырьевой базы Сибири и Дальнего Востока" (Томск, 2000). По теме диссертации опубликовано 13 работ, две приняты в печать и получен патент на изобретение. Четыре работы

переведены и опубликованы на английском языке.

Объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения общим объемом 135 страниц, включая 30 рисунков, 13 таблиц и список литературы (более ста наименований).

Выполняя работу, автор пользовался советами и поддержкой: д-ров г.-м. н. А.А. Карцева, Н.П. Запывалова, Н.М. Рассказова, д-ров ф.-м. н. А.М. Гришина и Э.А. Бондарева; кандидатов г.-м. н. М.Б. Букаты, В.Г. Иванова, И.А. Иванова, Ю.В. Макушина, Л.С. Маныловой, А.Д. Назарова, В.Е. Пешкова, Д.С. Покровского, Н.Е. Сосуновой, канд. ф.-м. н. М.М. Немировича-Данченко и М.Л. Шннкеева, к.г.н. О.Г. Савичева, геологов В.И. Седунова, С.И. Седунова, И.И. Витвицкова, Л.Г. Пьявко, И.А. Кадодиной, сотрудников лабораторий гидрогеологии ТФ ИГНГ СО РАН и ТомскНИПИнефть, сотрудников кафедр гидрогеологии и инженерной геологии, прикладной математики и математической физики при ТПУ, физической механики при ТГУ и многих других. Всем этим лицам автор выражает свою искреннюю благодарность.

Особую признательность хочется выразить научному руководителю д.г.-м.н. профессору С.Л. Шварцеву за терпеливую поддержку и ценные советы, благодаря чему удалось перейти от сбора слабо осмысленных фактов до их глубокой интерпретации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Глава 1. Состояние изученности проблемы движения глубоких вод при градиенте напора ниже начального

В главе рассматриваются современные представления о состоянии изученности скорости и направления движения пластовых вод глубоких горизонтов артезианских бассейнов платформенного типа, для которых по Е.В. Пиннекеру разрабатывается две основные точки зрения: первая отводит гидростатическому напору ведущую, хотя и далеко не единственную роль (М.Е. Альтовский, В.Н. Корценштейн, В.А. Кротова, Е.В. Пиннекер, А.И. Силин-Бекчурин, Г.П. Якобсон и др.), вторая базируется на идее относительного покоя захороненных вод и ничтожной скорости их движения (А.А. Алексин, Г.Ю. Валуконис, И.К. Зайцев, Ю.В. Мухин, А.Е. Ходьков, С.Л. Шварцев и др.) Относительно гидрогеодинамики глубоких горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна также существуют аналогичные две точки зрения, рассмотренные в

трудах А.Е. Гуревича, М.С. Гуревича, Ю.П. Гатгенбергера, Ю.Г. Зимина, А.А. Карцева, Л.Н. Капченко, А.Э. Конторовича, В.Н. Корценштейна, А.Р. Курчикова, Н.М. Кругликова, Л.С. Маныловой, В.М. Матусевича, А.Д. Назарова, А.А. Розина, Б.П. Ставицкого и др.

Исследованием движения вод при градиенте напора ниже начального в основном занимались Ю.М. Молокович и А.Г. Арье. Главные их представления сводятся к следующему. Ю.М. Молокович полагает, что физически связанная вода движется как аморфное твердое тело, проявляя свойство "ползучего" течения А.Г. Арье, наоборот, считает, что физически связанная вода может двигаться только в виде мономолекулярных цепочек вдоль осей идеального грунта. Причем в глубоких горизонтах, по его расчетам, скорость такого вертикального флюидационного потока через глинистые породы в миллион раз больше, чем по латерали вдоль песчаных пластов.

Применяемые методы анализа приведенных давлений или напоров для оценки особенностей динамики свободных вод глубоко погруженных горизонтов также носят приближенный характер. Ряд исследователей высказывает мнение, что возникающие при этом ошибки могут быть сопоставимы с возможным перепадом давления. Поэтому, как считает Е.Ф. Станкевич, можно с помощью различных формул и допущений "заставлять" воду течь в обратном направлении. В Западной Сибири из-за небольших перепадов минерализации и температуры, проблема несколько упрощается и сводится к сравнению абсолютных отметок статических уровней. Однако даже в этом случае использование статических уровней для расчета смещения водонефтяных контактов (ВНК), по формулам В.П. Савченко и М.К. Хабберта не дают желаемой точности.

Глава 2. Гидрогеология Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти

В главе охарактеризованы основные черты геологического и тектонического строения, гидрогеологические условия и нефтегазоносность этих месторождений. Игольское куполовидное поднятие, входящее в состав Нюрольской впадины, осложнено структурами III порядка - Игольской, Таловой и Карайской. Разрез мезозойского осадочного чехла представлен песчано-алевритовыми водоносными отложениями, разделенными между собой глинистыми водоупорными толщами. В

нижнем гидрогеологическом этаже, характеризующемся затрудненным водообменом, выделяется шесть водонапорных комплексов: альб-апт-сеноманский, готерив-барремский, вапанжинский, верхнеюрский, нижнесреднеюрский и доюрский.

Дебиты скважин в верхних двух комплексах достигают 1030 м³/сут. В валанжинском комплексе дебиты не превышают 1 м³/сут. Притоки воды в юрских и доюрских горизонтах составляют от 6 до 46 м³/сут. Статические уровни превышают отметки земной поверхности, за исключением апт-альб-сеноманского комплекса. Обычно коэффициент аномальности колеблется от 1.00 до 1.03, в доюрских отложениях он возрастает до 1.08. По составу воды хлоридные натриевые. Их минерализация увеличивается с глубиной от 22 до 48 г/л. Состав водорастворенных газов в основном метановый. Газосодержание достигает 2.8 м³/м³. Температура вод увеличивается вниз по разрезу и достигает 105°С на глубине 3169 м.

Промышленные притоки нефти до 80 м³/сут получены из верхнеюрского пласта Ю₁⁰. При подсчете запасов по Игольско-Таловому месторождению принято в основном горизонтальное положение ВНК по абсолютной отметке -2682 м, по Карайскому-наклонное на севере -2687 м, на юге -2692 м. На основании данных по скв. 7-Т вскрывшей по всей мощности нефтеносный пласт в структуре сочленения, считалось, что Игольская и Таловая залежь объединяются в этой структуре (рис.1). В дальнейшем по результатам работ "Сибнефтегеофизики" и первых данных эксплуатационного бурения было установлено, что на Игольском и Таловом поднятиях существуют самостоятельные нефтяные залежи. Поверхность ВНК на северо-востоке Игольской залежи наклонена на северо-запад более чем на 27 м. В этой связи в настоящее время остается невыясненной северо-восточная граница Игольской залежи и причины сохранности нефти в районе скв. 7-Т.

Для выяснения влияния гидродинамической обстановки на формирование границ месторождений в первую очередь был проведен анализ точности определения пластовых давлений. Данный анализ включал в себя отбраковку давлений в низкодебитных скважинах, вводом поправок на глубину установки манометров, пересчет давлений в скважинах с ухудшенной прискважинной зоной. В результате этой работы установлено, что пластовые давления во многих случаях занижены до 1,1 МПа. Кроме этого по характеру искривлений кривых восстановления давления и уровня установлены различного рода границы и рассчитаны расстояния до них.

По уточненным давлениям нами рассчитаны напоры, приведенные к основным абсолютным отметкам границ ВНК месторождений, и построена карта (рис. 1). Приведенные напоры регионально снижаются на северо-запад от 266 до 114 м. В локальном плане отмечаются пьезоминимумы менее 70 м. Соответственно в южной части (рис. 2), где практически происходит выклинивание и замещение верхнеюрского горизонта $Ю_1^0$ глинистыми породами, коэффициент аномальности повышается до 1.06. На севере, где мощность пласта достигает 8 м, коэффициенты аномальности в основном колеблются от 1.00 до 1.03.

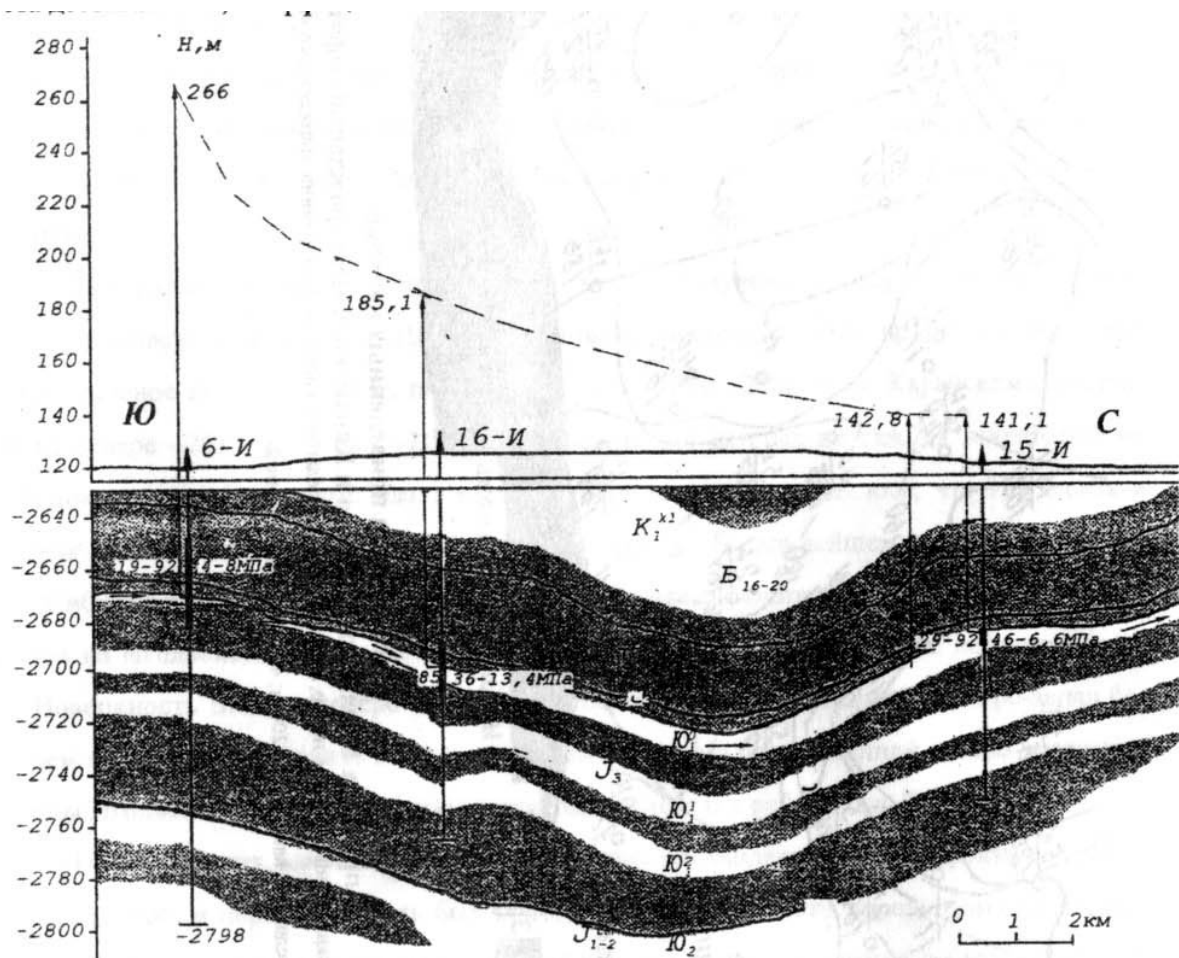


Рис. 2. Типовой гидрогеологический разрез по линии скважин 6И – 16И – 15И (рис. 1).

Жирная линия на скважине - интервал исследования пласта $Ю_1^0$, справа от него минерализация пластовой воды, г/л и пластовая температура, °С; слева - дебит пласта, м³/сут и величина депрессии на пласт МПа. Стрелка от скважины величина пьезометрического напора, м. Штриховая линия над напорами - пьезометрическая поверхность

Минерализация вод увеличивается от 19 г/л на юге до 27-30 г/л на севере. По содержанию макро- и микрокомпонентов вода заглинизированного участка верхнеюрского горизонта схожа с осредненным составом вод (по данным А.Э.

Конторовича, В.М. Матусевича и С.Л. Шварцева), характерным для наиболее заглинизированной центральной части Западно-Сибирского мегабассейна, что свидетельствует о более интенсивных процессах элизионного водообмена и преобразования состава исходных морских вод.

Детальный анализ приведенных напоров и состава вод на исследуемых месторождениях позволил предложить элизионную модель движения вод, схожую с моделью Ю.Г. Зимина и А.Э. Конторовича (1981), которую они разрабатывали для оттока вод из неокомских глин фроловской свиты Западно-Сибирского мегабассейна.

В результате процессов уплотнения перекрывающих и подстилающих аргиллитов в верхнеюрский горизонт $Ю_1^0$ происходит отжатие вод. Исходя из суммарной мощности перекрывающих аргиллитов, незначительно меняющейся по площади и составляющей около 22 м, объемы отжимаемых вод, должны быть приблизительно одинаковы. Следовательно, динамика (скорость и направление) движения вод определяются наиболее вероятно фильтрационно-емкостными характеристиками самого горизонта $Ю_1^0$. Низкие фильтрационно-емкостные параметры южной части этого горизонта способствуют более интенсивному росту и продолжительному сохранению в его отложениях АВПД. В результате и происходит отток вод из этой части пласта на север.

Исходя из разработанной модели, объектом наших исследований явились воды, движущиеся на северо-запад из заглинизированной части пласта $Ю_1^0$ и влияющие на границы рассматриваемых месторождений.

Глава 3. Скорость движения подземных вод пласта $Ю_1^0$ при градиенте напора ниже начального

В главе приведен анализ взглядов А.Г. Арье и Ю.М. Молоковича на природу движения пластовых вод при градиенте напора ниже начального и продолжено рассмотрение физической его сущности.

Ю.М. Молокович в своих работах опирается на теорию ползучести твердых тел и на идею Максвелла (1867) о подобии свойств жидкости твердому телу А.Г. Арье использует для исследования сути этого явления не классическую теорию жидкостей Я.И. Френкеля (1925), согласно которой идея Максвелла является феноменологической теорией. Исходя из анализа этих представлений, нами принят

взгляд Ю.М. Молоковича, согласно которому движение подземных вод при градиенте напора ниже начального можно рассматривать, как движение аморфного твердого тела. В этом случае подземные воды относятся к типу максвелловской жидкости и проявляют свойство ползучей фильтрации. В противном случае, вода ведет себя как обычная вязкая жидкость и проявляет свойство текучей фильтрации, описываемой законом Дарси. Под силой начального градиента напора, при которой происходит переход текучей фильтрации в ползучую, следует считать силу упругости не только связанной, но и свободной воды.

Для оценки скорости фильтрации вод при градиенте напора ниже начального была исследована физическая сущность процесса ползучести воды. Используя молекулярную модель упругости воды А.Г. Арье, с классических позиций был рассмотрен процесс перехода воды из состояния упругого сжатия в состояния вязкоупругого сдвига, характеризующего процесс ползучести.

В результате этой работы было показано, что при упругом сжатии воды в ней возникают нормальные силы трения противодействующие силе напора, вследствие чего происходит повышение температуры воды, что по мнению А.Г. Арье является дополнительным условием, необходимым чтобы молекулы воды совершили сдвиговую деформацию. В этой связи нами принято, что лучше всего процесс ползучей фильтрации можно описать при помощи уравнения теплопроводности. Исходя из этого, опираясь на теорию теплопроводности Фурье и используя законы первого начала термодинамики, нами выведена формула расчета скорости ползучей

$$v_{\phi}^n = \frac{K_m^{nl} * T_{nl} * g * \rho * \Delta H}{P_{nl}^2 * l}, \quad (1)$$

где K_m^{nl} - теплопроводность водонасыщенного пласта; T_{nl} и P_{nl} - пластовые температура и давление; ρ - плотность воды; g - ускорение свободного падения; ΔH - перепад пьезометрических напоров; l - расстояние между точками определенных напоров.

Достаточно наглядно, эффективность применимости выведенной формулы в сравнении со скоростью фильтрации, полученной А. Дарси, можно продемонстрировать на примере расчета возможного фронта продвижения менее минерализованных вод от скв. 6-И на север к скв. 15-И (рис. 2) Скорость фильтрации,

рассчитанная по закону Дарси, равна 2,5 см/год. За время существования современного континентального режима осадконакопления, фронт распространения вод с минерализацией 19 г/л от скважины 6-И должен был составить 100 км. Расстояние до скважины 15-И имеющей минерализацию 29 г/л не превышает 15 км, что свидетельствует о невозможности объяснения законом Дарси резкой смены минерализации вод. Близкие результаты по другим районам Западной Сибири получены в расчетах А.Д. Назарова, Ф.Н. Зосимова и др.

Рассчитанная по формуле (1), скорость фильтрации оказалась равной 1,6 см в 100 лет, т.е. меньше в 150 раз и практически совпадает с расчетами для этой глубины А.Е. Гуревича, который оценивает скорость движения вод равной 3,2 см в 100 лет. При такой скорости фронт продвижения вод из заглинизированных верхнеюрских отложений должен составить 640 м. Незначительный фронт продвижения слабо минерализованных вод от области питания хорошо согласуется и с областями развития вод разной минерализации.

Глава 4. Направление ползучей фильтрации вод в нефтегазоносных отложениях Томской области

В настоящее время базовым элементом изучения направления движения подземных вод является понятие о напоре воды, введенное в 1738 г русским ученым Д. Бернулли. По его определению, величина полного напора для подземных вод может выражаться следующим уравнением

$$H = P_{nl} / \rho * g + h + v_{\phi}^2 / 2 * g , \quad (2)$$

где $v_{\phi}^2 / 2 * g$ - скоростной напор, отражающий кинетическую энергию воды в линейном виде, который в потоке подземных вод весьма мал и обычно приравнивается к нулю. В этом случае оставшаяся часть уравнения (3)

$$H = P_{nl} / \rho * g + h, \quad (3)$$

известна под названием пьезометрического напора, отражающего потенциальную энергию воды, отнесенную к единице силы тяжести. Вследствие возникающих при движении вязких сил величина пьезометрического напора падает. Перепад напоров отражает линейную зависимость изменения тепловой энергии воды в неявном виде.

Вследствие того, что при градиенте напора ниже начального вода является не только максвелловской жидкостью, но и переходит в тип сжимаемых, за счет ее упругого сжатия, то согласно первого начала термодинамики, необходимо учитывать

ее внутреннюю энергию. Исходя из этого, величину полного напора пластовых вод, движущихся при градиенте напора ниже начального, можно записать в виде следующего уравнения

$$H_g = T_{nl} c_f / g + P * g + h, \quad (4)$$

которое при постоянной пластовой температуре и давлении может быть преобразовано в следующий вид

$$H_g = T_{nl} * c_p^{nl} / g + h, \quad (5)$$

где c_v и c_p - удельные изохорные и изобарные теплоемкости пластовой воды. В этом случае величину H_g мы предлагаем называть энергOMETрическим напором, который отражает полную энергию воды.

Характерной особенностью пластовой воды в отличие от обыкновенной воды, является ее тесное межмолекулярное взаимодействие с вмещающей ее породой коллектором. В результате значительная часть воды находится в физически связанном состоянии. Термодинамические параметры физически связанной воды, согласно экспериментальным данным Б.В. Дерягина, Н.В. Чураева и других исследователей резко отличаются от параметров свободной воды. Например, плотность воды увеличивается с 1 до 1,4 г/см³, температура кипения со 100 до 250 °С, молярный вес с 18 до 180±50 г/моль и т. д.

В связи с этим, как считает С.Л. Шварцев, удельная теплоемкость физически связанной воды также должна отличаться от удельной теплоемкости свободной воды, которая равна 1 ккал/°С или 4,1868 кДж/°С. Поэтому, используя законы первого и второго начал термодинамики, нами была выведена формула для расчета удельной теплоемкости пластовой воды

$$c_p^{nl} = \frac{c_p * P_{nl} * p_0^2}{T_{nl}^2 * p^2 * a^2 * K}, \quad (6)$$

где c_p - удельная изобарная теплоемкость свободной воды; p и p_0 плотность свободной воды в пластовых и поверхностных условиях; a - коэффициент объемного расширения свободной воды; K - модуль упругого сжатия свободной воды;

Удельная теплоемкость пластовой воды, рассчитанный по этой формуле для условий Игольско-Талового и Карайского месторождений оказалась приблизительно в четыре раза меньше удельной теплоемкости свободной воды (1,163-0,046 кДж/°С). Близкие значения получены и по другим месторождениям.

Подставив формулу расчета удельной теплоемкости пластовой воды (6) в формулу энергометрического напора (5), нами получена конечная формула расчета энергометрического напора пластовой воды

$$H_{\text{э}} = \frac{c_p * P_{\text{пл}} * \rho_0^2}{T_{\text{пл}} * \rho^2 * a^2 * K * g} + h, \quad (7)$$

Для наглядности подтверждения существования данной зависимости были рассчитаны также пьезометрические и энергометрические напоры для обыкновенной воды по Игольско-Таловому, Карайскому, Первомайскому, Лугинецкому, Ломовому, Малореченскому и Советскому месторождениям углеводородов. Сравнивая пьезометрические напоры с энергометрическими для пластовой и свободной воды, по специально построенным для этого графикам, диаграммам и картам, были сделаны следующие выводы. При использовании удельной теплоемкости пластовой воды прослеживалась четкая монотонно возрастающая прямолинейная зависимость по всем месторождениям. С увеличением пьезометрических напоров увеличивается и энергометрический напор. Наоборот, при использовании удельной теплоемкости обыкновенной воды, такой четкой связи между напорами не наблюдалась. Аппроксимируемая прямая не всегда возрастает и имеет гораздо более высокий интервал разброса точек.

В качестве примера на рис. 3 представлены графики взаимосвязи энергометрических и пьезометрических напоров по Игольско-Таловому и Карайскому месторождениям нефти. Кроме того достаточно четко выявлена прямолинейная связь при сравнении карты энергометрических напоров (рис. 4) и карты приведенных напоров (рис. 1). Направления падения напоров по обеим картам, а следовательно, и фильтрация вод в региональном плане однонаправлены, но конфигурация линий энергометрических напоров имеет более плавный характер и свидетельствует о более спокойной обстановке движения вод.

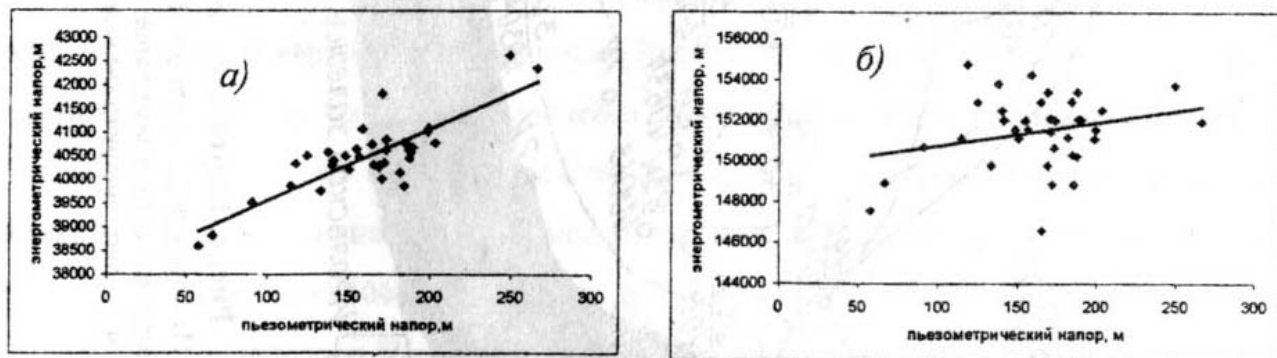


Рис. 3. Взаимосвязь между пьезометрическими и энергетическими напорами для а) пластовой и б) обыкновенной воды

Таким образом, полученные и обработанные многочисленные данные по Игольско-Таловому, Карайскому, Первомайскому, Лугинецкому, Ломовому, Малореченскому и Советскому месторождениям углеводородов, позволили нам сделать вывод о возможности определения направления ползучей фильтрации вод по картам энергетических напоров, что дало возможность перейти к уточнению гидродинамической модели строения Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти.

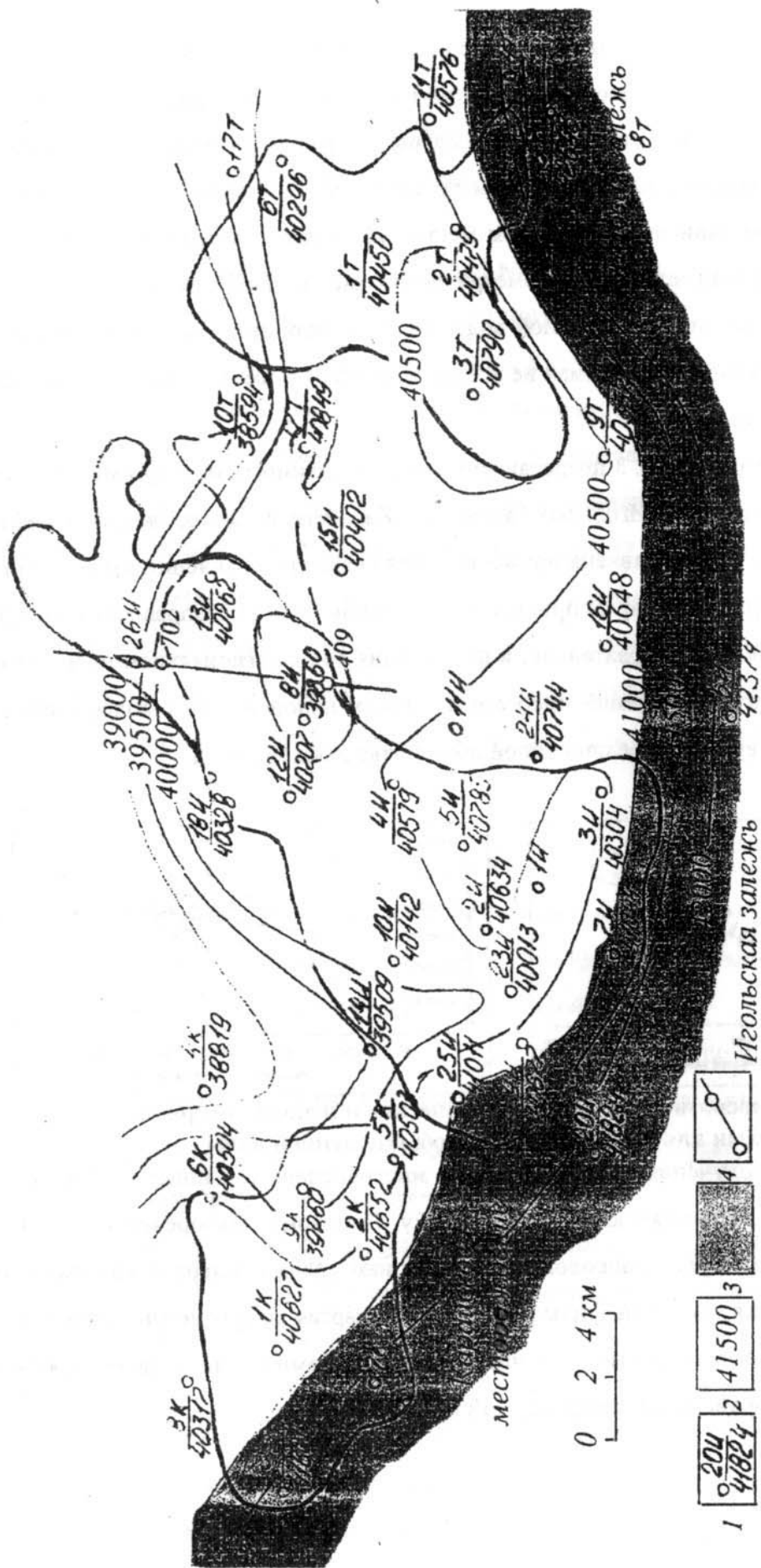


Рис. 4. Карта энергетических напоров в пределах Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти: 1 – скважина; в числителе ее номер, в знаменателе энергетические напоры, м; 2 – изолинии энергетических напоров, м; 3 – энергетические напоры более 41000 м; 4 – линия разреза рис. 5

Глава 5. Гидродинамическая модель

Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти

Используя карту энергометрических напоров (рис. 4) было установлено, что энергометрические напоры рассчитанные в нефтеносной части пласта отражают не только направление движения вод, но и распределение нефти по плотности за счет гравитационных и капиллярных сил. Чем выше плотность нефти, тем выше энергометрические напоры.

В целом энергометрические напоры в нефтеносной части пласта закономерно снижаются от 41605 м на границах ВНК ($\rho_n=0.86$ г/см³) до 39860 м в куполах залежей ($\rho_n=0.83$ г/см³). Исходя из этого, определяющим фактором, контролирующим границы ВНК рассматриваемых месторождений, является гравитационный фактор. Используя принцип минимизации пластовой энергии (принцип Кастильяно), установлено, что основной причиной препятствующей смещению и вымыванию нефти из этих залежей, явился литолого-гидрофобный барьер (характеризующийся максимальным энергометрическим напором более 41000 м). Данный барьер образовался в процессе миграции нефти и кольматации низкопористого коллектора перед южным куполом Игольской и Карайской структуры сольватной пленкой ($\rho_n=0,880-0.885$ г/см³), содержащей поверхностно-активные вещества.

Исключение составили лишь условия скопления нефти в пределах структуры сочленения. Опираясь на вариационный принцип Кастильяно, нами показано, что структура сочленения должна быть промыта движущейся с юго-востока водой и не может быть вся заполнена нефтью, как это было предложено при подсчете запасов. Движение воды здесь устанавливается по падению напоров между скв.16-И и 15-И приведенных (185,1 и 141,1 м) и энергометрических (40648 и 40402 м).

Используя функцию Гиринского с учетом изменяющейся мощности пласта, рассчитан приведенный напор в километре от скв. 15-И, который оказался равным 142,3 м (рис.2) Исходя из разницы приведенных напоров 1,7 м на данном километре по формуле Савченко-Хабберта рассчитан тангенс угла наклона $tg\alpha_1$ поверхности скоплений нефти плотностью 0,85 г/см³, который составили 0.0117 м/м. Затем аналогично рассчитан энергометрический напор в километре от скв. 15-И (40412 м) и потом уже на основе разности энергометрических напоров 10 м был также рассчитан

тангенс угла tga_2 смещения нефти, который составил 0.0104 м/м.

Полученные значения превысили максимальный тангенс угла наклона северо-западного крыла структуры сочленения - 0,01 м/м что может являться по А.А. Карцеву причиной разрушения нефти в этой структуре, за исключением района скв.7-Т, вскрывшей на всю мощность нефтеносный пласт.

Опираясь на вариационный принцип Лагранжа, показано, что причиной сохранности нефти в районе скв.7-Т, может являться непроницаемый экран в виде литолого-гидрофильной ловушки. Наличие экрана подтвердилось по характеру излома аппроксимируемых участков КВД и по энергометрическому максимуму 40849 м, отмечаемому в районе этой скважины, который является следствием лобового эффекта Савченко.

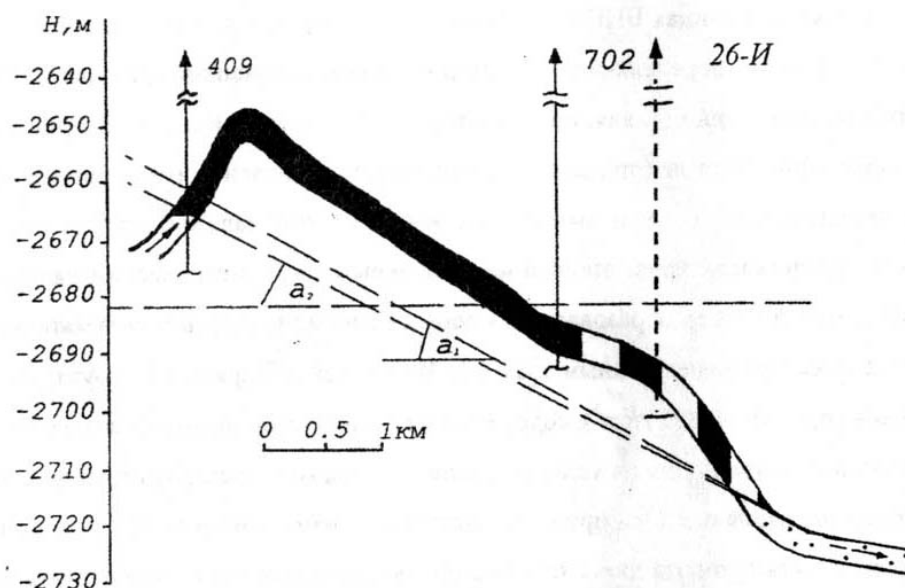


Рис. 5. Схема смещения северо-восточной части Игольской залежи нефти под действием движения пластовых вод (рис. 4).
Пояснения в тексте

С другой стороны, как видно из построенного разреза (рис.5), благоприятные структурно-гидродинамические условия сохранности нефти имеются и на северо-востоке Игольской залежи. Причем более точно с границей ВНК, определенной по эксплуатационной скв. 409, совпадает линия наклона залежи, рассчитанная по энергометрическим напорам. Используя данное значение построена граница ВНК в пределах Июльского структурного носа. Подсчитанные запасы в пределах неразведанной части гидродинамической ловушки составили 20 млн. т.

Опираясь на полученные результаты и учитывая данные нефтеносности

Федюшкинского месторождения нефти, находящегося в северо-западном структурном носе от Игольской структуры, в работе дается геологическое обоснование дальнейших разведочных работ в пределах северо-восточного Игольского структурного носа. В частности указано место заложения разведочной скважины 26-И.

Заключение.

В результате проделанной многолетней работы по исследованию движения глубоких вод при градиенте напора ниже начального, автором предложено решение некоторых теоретических и практических вопросов, связанных с этой проблемой. Основные результаты этой работы свелись к следующему.

1. В пределах Игольско-Талового и (Саранского месторождения нефти разработана региональная модель элизионного движения седиментационных вод.
2. Рассмотрена физическая сущность движения глубоких пластовых вод. Обосновано выделение двух видов фильтрации: текучей, подчиняющейся закону Дарси и ползучей, характеризующей движение вод при градиенте напора ниже начального. В пределах Игольско-Талового месторождения нефти доминирует ползучая фильтрация вод.
3. Выведена формула скорости ползучей фильтрации (1). В пределах Игольско-Талового месторождения нефти рассчитана скорость ползучей фильтрации, которая при градиенте напора $1.7 \cdot 10^{-3}$ м/м составила 0.16 мм/год, что в 150 раз меньше скорости текучей фильтрации, рассчитанной по закону Дарси.
4. Выведена и обоснована формула расчета энергометрического напора (7), позволяет изучать направление ползучей фильтрации пластовых вод нефтегазоносных отложений юго-востока Томской области.
5. Разработаны гидродинамические модели строения Игольско-Талового и Карайского нефти. Оконтурирована на северо-востоке Игольской залежи гидродинамическая ловушка нефти с неразведанными запасами в 20 млн. т.

Список опубликованных работ

1. Трушкин В.В. Графоаналитический метод определения скин-эффекта. - В сб. "Матер. XIV конф. молод. научн. сотrud. по геол. и геофиз. В. Сибири." - Иркутск: ИЗК СО АН СССР, 1990.-С. 149.
2. Трушкин В.В. Модель механизма упругой фильтрации пластового флюида в сква-

жину. - Там же. - С.149-151.

3. Трушкин В.В. Режим движения подземных вод нижнего гидрогеологического этажа Западно-Сибирского мегабассейна. Тез. докл. Всес. совещ. по подз. водам Востока СССР. - Иркутск-Томск, 1991. - С.75.

4. Трушкин В.В. О режимах движения подземных вод глубоких горизонтов на примере Западно-Сибирского мегабассейна. Геол. нефти и газа. - 1993. - N2. - С.32-35.

5. Трушкин В.В. Механизм физико-химического взаимодействия глубинной системы вода-порода. Тез. докл. Всер. совещ. по многоцелевым гидрогеох. исслед. в связи с поиск. полезн. ископ. и охр. подз. вод. - Томск, 1993. - С.45-46.

6. Трушкин В.В. Способ заполнения бурительных труб перед исследованием. Патент N 2002946 зарегистрирован в Гос. реестре изобретений 15.11.93 г.

7. Трушкин В.В. Методологический подход к решению задач динамики глубокозалегающих флюидов. - В сб. "Матер. междуна. совещ. семин. по сопряж. задачам физ. механики и экологии." -Томск, 1994. - С.159-160.(перев. на англ.).

8. Трушкин В.В. Отличительные процессы термодинамики фильтрационных сред. - Там же.- С. 160-162. (перев. на англ.).

9. Трушкин В.В. Молекулярная модель деформаций тел. - В сб. "Матер, междуна. конф. по сопряж. задачам механики и экологии," - Томск, 1996. - С. 177-178. (перев. на англ.)

10. Трушкин В.В. Взаимосвязь теплового поля Первомайского нефтяного месторождения с динамикой вод. - В сб. "Матер. междуна. науч. симпоз. "Молодежь и проб. геол. на рубеже 3-го тысячелет." - Томск, 1996 - С. 121-122.

11. Трушкин В.В. Гидрогеология Игольско-Талового месторождения нефти. - В сб. "Матер Всероссийск. совещ. по подз. водам Вост. России." - Тюмень, 1997. - С 42.

12. Трушкин В.В. Локальные гидродинамические критерии поиска нефти и газа на юго-востоке Западной Сибири. В сб: "Матер. научн. конф. "Актуальные вопросы геологии и географии Сибири." Т.2. Геол. нефти и газа. - Томск: ТГУ, 1998 - С. 160-162.

13. Трушкин В.В. О причинах резкого падения дебита скважин при освоении Игольской залежи нефти. В сб: " Матер. научн.-практ. конф." Проблемы и пути освоен. минер. -сырьев. базы Сибири и Дальнего Востока." - Томск: STT, 2000- С. 270-272.

14. Трушкин В.В. Физическая сущность процесса фильтрации вод при градиенте на-

пора ниже начального. В сб. "Матер. междун. конф. по сопряж. задачам механики и экологии." - Томск, 2000. (перев. на англ.).

15. Трушкин В.В. Зональные особенности разработки Игольской залежи и о причинах неэффективности форсированного способа отбора нефти. Геол. нефти и газа. - 2000. - N4

16. Трушкин В.В. Региональная модель движения глубоких вод в пределах Игольско-Талового месторождения нефти. В сб. "Матер. регион. конф. 300 лет геол. службы России." - Томск, 2000. В печати.