

УДК 622.276.43

ИНДИКАТОРНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

INDICATOR METHODS OF THE CHECKING TO VELOCITIES TO FILTERING AT DEVELOPMENT OF OIL FIELDS

Самойлов Александр Сергеевич

Инженер.

ООО «НК «Роснефть» – НТЦ».

Департамент лабораторных исследований.

Отдел нормирования технологических потерь и отбора пластовых флюидов.

Сектор отбора пластовых флюидов

Тел.: + 7(861) 233-84-30

sasamoylov@rn-ntc.ru

Samoylov Alexander Sergeevich

Engineer.

Limited liability company «NC «Rosneft» research and technical centre».

Department of laboratory research.

Department of rationing process losses and selection of reservoir fluids.

Sector selection of reservoir fluids.

Ph.: + 7(861) 233-84-30

sasamoylov@rn-ntc.ru

Аннотация. В статье рассматриваются индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений. Показано современное состояние индикаторных методов. Представлен обзор индикаторных методов исследования пластов (индикаторы для жидкости, лабораторные методы оценки индикаторов, результаты опробования индикаторов, определение скорости и направления фильтрационного потока). Приведено исследование фильтрационного потока способом наблюдения за изменением содержания индикатора на забое скважины.

Ключевые слова: индикаторные методы исследования пластов, контроль скорости фильтрации, лабораторные методы оценки индикаторов, результаты опробования индикаторов, направление фильтрационного потока, удельная радиоактивность жидкости, рабочая камера ствола скважины.

Annotation. In article are considered indicator methods checking to velocities to filtering at development of oil fields. Modern condition of indicator methods is shown. The presented review of indicator methods of the study layer (the indicators for liquid, laboratory methods of the estimation indicator, results of testing indicators, determination to velocities and directions of the filtration flow). The brought study of the filtration flow by way of the observation for change the contents of the indicator on the bottom of well.

Keywords: indicator methods of studies layer, checking to velocities to filtering, laboratory methods of the estimation indicator, results of testing indicator, direction of the filtration flow, specific radioactivity to liquids, worker camera stem of the bore hole.

Современное состояние индикаторных методов

Индикаторные методы, применяющиеся при разведке и поиске нефтяных залежей, контроле за процессами извлечения из недр углеводородного сырья, можно разделить на три группы [1].

Первая группа основана на прослеживании фильтрационных потоков между скважинами в пределах значительных объёмов горных пород. Эта группа включает методы контрольных скважин, мечения нагнетаемой жидкости или газа. С их помощью определяют истинную скорость и направление пластовых жидкостей и нагнетаемой в залежи воды, коллекторские свойства пластов в условиях естественного залегания. Выявляют также распределение потоков по пластам и между отдельными скважинами и источники их обводнения, гидродинамическую связь по площади и разрезу залежей, устанавливают неоднородность отложений, определяют эффективность процесса вытеснения нефти и газа, степень влияния на него отдельных скважин и режима их дренирования и нагнетания.

Использование индикаторов в этих целях даёт наиболее ценную информацию о залежах в неоднородных пластах при применении сложных систем разработки и новых методов повышения нефтеотдачи пластов. Индикаторы способствуют решению важ-

нейшей задачи современного этапа развития нефтедобывающей промышленности, связанной с повышением эффективности заводнения продуктивных пластов, являющегося основным процессом, обеспечивающим высокие уровни добычи нефти в стране. Известно, что эффективное регулирование процесса эксплуатации залежей возможно только при надёжном контроле за нагнетанием воды. При этом необходима достоверная информация о скорости и характере вытеснения нефти водой, причинах обводнения добывающих скважин, влияния режима закачки воды в залежи [2].

Ранние работы по индикаторным методам, связанные с фильтрацией меченой жидкости в пласте, были в основном направлены на получение качественной информации о пластах, геологических разрезах, залежах и протекающих в них явлениях при извлечении нефти и газа. Их эффективность и значимость существенно повышается с появлением возможности определения также количественных показателей и характеристик, на что были направлены в последнее время усилия специалистов, работающих в этой области.

Ко *второй группе* относятся методы стационарного источника индикатора, одиночной скважины, радоновый, установление заколонных перетоков и др. Для них характерна закачка меченой жидкости в прискважинную часть пласта и фиксирование изменения концентрации или местоположения индикатора. Эти методы позволяют на любой стадии поиска, разведки и разработки залежей выявить в разрезе проницаемые горизонты, определить профиль приёмистости скважин, установить нефтеводонасыщенность горных пород, тип коллектора, основные параметры трещиноватых отложений, степень анизотропии пластов, фильтрационные и емкостные характеристики отложений, гидродинамическую связь между пластами и скважинами, наличие заколонных перетоков и т.д.

Третья группа методов основана на вводе меченой жидкости только в ствол скважины. С их помощью устанавливают техническое состояние спущенных обсадных колонн, оборудование и колонн НКТ, объём ствола бурящейся скважины, истинную нефтенасыщенность пластов по кернам. По изменению концентрации индикатора на забое скважины можно также определять составляющие фильтрационного потока: скорость, направление движения и расход жидкости в пласте.

Общим недостатком наиболее приемлемых для нефтепромысловой практики индикаторов остаётся невозможность их регистрации непосредственно в потоке, что делает необходимым производить отбор и транспорт проб и затрудняет широкое внедрение индикаторных исследований на нефтяных месторождениях со сложными климатическими условиями.

Преимущество методов меченых жидкостей в том, что они позволяют получать ряд параметров непосредственно в пластовых условиях с охватом больших горных пород, а также дифференцированную картину строения залежи и вытеснения нефти между скважинами, более чёткую и однозначную информацию о техническом состоянии разведочных и эксплуатационных скважин [2].

Обзор индикаторных методов исследования пластов

Задачи, решаемые индикаторными методами исследований

Проницаемые горные породы, как правило, представляют собой сложные фильтрационные среды с многообразными формами микро- и макронеоднородности. Для выбора оптимального метода обработки скважин необходимо наиболее полное знание о строении залежи, коллекторских свойствах пласта, величинах запасов нефти и газа, об эффективности вытеснения углеводородов из горных пород. В связи со сложностью геолого-промысловых условий получение такой информации возможно лишь при комплексном подходе с привлечением всех современных геологических методов исследования пластов и скважин. В последнее время для этих целей наряду с гидродинамическими, петрофизическими, геофизическими и другими способами применяются индикаторные методы, основанные на закачке трассеров (меченых жидкостей).

Индикаторный метод исследования геологических пластов является одним из наиболее информативных методов для определения параметров межскважинного пространства [2]. Применение этого метода даёт возможность:

- установить контроль за распределением фильтрационных потоков в залежах (определение скорости и направления движения флюидов в пластах);
- выявить высокопроницаемые и трещиноватые участки пласта, зоны нарушения гидродинамической связи между отдельными участками залежи;
- осуществлять контроль за обводнением нефтяных скважин;
- проводить оценку текущей нефтенасыщенности пласта, коэффициента охвата пласта процессом вытеснения.

В нефтепромысловой практике индикаторы применяются с 50-х годов прошлого века. Первоначально с их помощью преимущественно устанавливали техническое состояние скважин, выявляли поглощающие жидкость интервалы отложений горных пород, использовали в качестве реперов для привязки к определённой глубине скважин.

В настоящее время индикаторные способы исследования сформировались в самостоятельное направление в исследовании скважин и пластов, способное эффективно решать широкий круг задач геологии, гидрогеологии и разработки нефтяных месторождений.

С их помощью возможно решение многих задач, например:

- проверить гидродинамическую связь между отдельными пластами и пропластками разреза;
- прямым путём выявить наличие или отсутствие взаимодействия между отдельными участками залежи и скважинами;
- детально исследовать (установить вид и степень) макронеоднородность дренируемого горизонта;
- оценить коллекторские свойства и нефтеводонасыщенность продуктивных отложений;
- определить истинную скорость фильтрации пластовых флюидов и нагнетаемых агентов;
- выявить особенности характера фильтрации и вытеснения нефти из коллектора;
- установить количественное распределение потока нагнетаемой в залежь воды или газа по пластам и пропласткам;
- определить охват пласта процессом вытеснения нефти водой и степень влияния на него отдельных факторов;
- выделить в разрезе и интервалах фильтров скважины места поглощения и отдачи жидкости;
- контролировать герметичность обсадных колонн скважин, цементных колец, колонн НКТ, забойных пакеров и т.д.

Только с помощью индикаторов в настоящее время представляется возможным определять истинные значения скорости движения жидкости в продуктивных отложениях, оценивать действительное распределение потоков нагнетаемых агентов между пластами и скважинами.

Фильтрационные исследования с применением индикаторов способны охарактеризовать пласт и перемещение жидкости не только в окрестности забоев скважин, но и на обширных площадях между ними.

Индикаторы для жидкости

При выборе радиоактивных индикаторов для проведения исследований учитываются специфика и условия работы. В одних условиях (особенно при изучении физико-химических процессов), прежде всего, обращается внимание на близость свойств объекта изучения и радиоактивного изотопа. При прослеживании за движением, например, вод в руслах рек или трубопроводах, индикатор служит только для указания местонахождения меченой жидкости. При этом можно использовать вещество с любым изотопом, растворимым в воде.

Жидкость в пластах движется с небольшой скоростью по мельчайшим каналам, образованным системами пор или трещин, контактируя с огромной площадью поверхности породы. Горная порода имеет минералогический состав и часто содержит элементы, способствующие задержке индикатора. Давление и температура в глубокозалегающих нефтяных горизонтах высокие. Насыщены они разнообразными флюидами, причём пла-

стовые воды обычно высокоминерализованные. Всё это предъявляет к индикаторам определённые специфические требования. Вещество, используемое для изучения движения жидкости в нефтяном пласте, должно обладать следующими признаками [3]:

- 1) иметь химические соединения, хорошо растворимые в прослеживаемой жидкости и нерастворимые в других флюидах, насыщающих пласт;
 - 2) сохранять свои физико-химические свойства в пластовых условиях. Радиоактивные индикаторы, кроме того, должны обладать приемлемой продолжительностью распада, обеспечивающей выполнение всего комплекса работ в требуемом объекте;
 - 3) не содержаться в пластовых жидкостях;
 - 4) не нарушать своим присутствием естественного потока. Строго следовать вместе с гидродинамическим носителем;
 - 5) с высокой точностью и быстротой фиксироваться в широком диапазоне изменения концентрации, начиная с незначительной. Регистрация должна производиться непрерывно и автоматически непосредственно в стволе или на устье скважины;
 - 6) не представлять опасности для персонала, проводящего исследование. Также безопасной должна быть и жидкость, извлекаемая из пласта. Не заражать местности и водоёмы, в которые сбрасываются промышленные сточные воды;
 - 7) быть простым в обращении, доступным для широкого применения и дешёвым.
- На данный момент нельзя назвать химический элемент, отвечающий всем требованиям, предъявляемым к идеальному индикатору. Приходится использовать вещества, которые отвечают хотя бы основным перечисленным требованиям.

Лабораторные методы оценки индикаторов

Используются два лабораторных метода оценки пригодности индикатора – динамический и статический [3].

Динамический метод. Через предварительно насыщенные жидкостью керны или искусственно созданные среды пропускаются с определённой скоростью порции исследуемых соединений. Схема установки представлена на рисунке 1.

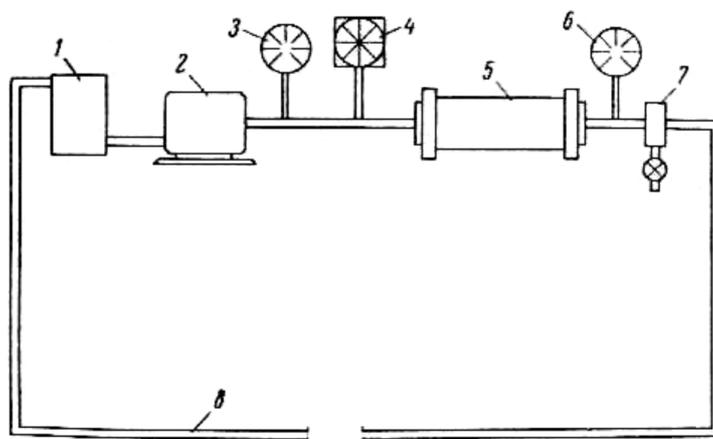


Рисунок 1 – Схема установки для оценки индикаторов динамическим методом:

1 – ёмкость для индикатора и вытесняющей жидкости; 2 – насос; 3 и 6 – манометры; 4 – расходомер; 5 – модель пласта; 7 – распределительное устройство; 8 – соединительные трубки

Основными критериями, по которым судят о пригодности индикатора, являются степень поглощения химического соединения горной породой и отставание его от потока жидкости. Сопоставляется общее количество закачанного и вышедшего из модели пласта индикатора, исходная его концентрация на входе и максимальная концентрация на выходе, эффективный объём фильтрующей среды и объём жидкости, вытесненной фронтом меченого раствора.

Для сравнения иногда параллельно проводят опыты с апробированными, хорошо зарекомендовавшими себя индикаторами (стабильный хлор, окись трития). Практикуются также исследования с использованием ненасыщенных жидкостью пористых сред, что исключает разбавление индикатора.

Статический метод отличается простотой. Составляется смесь раздробленной горной породы с меченой жидкостью и исследуется изменение в ней со временем удельного содержания индикатора. Условия этих испытаний далеки от реальных пластовых условий.

Полученные материалы следует использовать для предварительной оценки индикатора перед проведением более трудоёмких лабораторных работ динамическим методом.

Результаты опробования индикаторов

В качестве стабильных индикаторов в полевых и лабораторных условиях использовались:

- отдельные химические элементы и их соли (йод, бор, магний литий, калий, хлориды, бромиды, нитраты, тиоцианаты, и др.);
- стабильный изотоп водорода (дейтерий);
- красители (флуоресцеин, эозин, эритрозин, конго красный, метилен голубой, анилин голубой и др.);
- пищевые продукты и отходы (твёрдые индикаторы) (мука, сахар, крахмал, глюкоза, овсяные отбросы, отруби и др.).

Химические индикаторы и красители хорошо растворяются в воде и безопасны в обращении. К сожалению, большая часть из них адсорбируется горными породами.

Значительная минерализация вод нефтяных месторождений и их естественная окраска заставляют вводить в пласт высококонцентрированные растворы меченой жидкости, что может привести к получению искаженных данных и отрицательно сказаться на экономической стороне исследований. Например, при проведении работ с хлористым натрием требуется закачивать в скважины по несколько тонн соли.

Практика показала, что каждый из апробированных красителей приемлем только для определённого типа вод (флуоресцеин – для щелочных, анилин голубой – для кислых и т.д.). Большинство из них теряют интенсивность окраски, вступают в химические взаимодействия с органическим веществом и солями, содержащимися в пласте.

Наконец, самое существенное – это то, что точность и чувствительность методов количественного определения содержания стабильных индикаторов в пластовых жидкостях гораздо ниже по сравнению с радиоактивными изотопами.

Применявшиеся твёрдые индикаторы задерживаются даже породой, перебитой крупными трещинами. Некоторые из твёрдых индикаторов могут уничтожаться микроорганизмами.

Вследствие этих недостатков широкого применения в нефтепромысловой практике стабильные индикаторы пока не нашли. Известны одиночные опыты, причём более детальные с флуоресцеином, литием и бромом. Полученные материалы противоречивы и не позволяют точно и окончательно определить степень их пригодности.

Следует, однако, заметить, что биологическая безопасность стабильных индикаторов весьма выгодно отличает их от радиоактивных. Поэтому целесообразно продолжать изыскания новых эффективных индикаторов из числа устойчивых элементов и их соединений, тем более что измерительная техника из года в год совершенствуется.

В различных странах в разное время испытывались более 20 радиоактивных изотопов. В процессе лабораторных работ по 20–250 см³ меченой жидкости прокачивалось со скоростью 0,3–115,0 м/сут. через «чистые» и глинистые песчаники, известняки и кварцевые пески. По физическим параметрам исследуемые среды достаточно точно имитировали естественные горные породы, слагающие нефтяные пласты: пористость их составляла 10,0–40,4 %, проницаемость 0,12–15,0 Дарси.

Определение скорости и направления фильтрационного потока

В результате исследований способами контрольных скважин и мечения нагнетаемой воды, в конечном счёте, получают данные о времени движения радиоактивной жидкости между точками закачки и отбора и графики изменения радиоактивности добываемой жидкости. Среднюю скорость движения жидкости в пласте можно рассчитать по формуле:

$$\bar{v} = \frac{L}{t}, \quad (1)$$

где L – длина пути, пройденного индикатором; t – время его движения в пласте.

Прорыв радиоактивной жидкости в первую очередь должен происходить по кратчайшему пути – главной линии тока. Величина L обычно принимается равной расстоянию между забоями скважин, следующими для закачки и отбора индикатора. Схема оборудования устья скважины для глубинных измерений изображена на рисунке 2.

Время движения берётся по графику изменения радиоактивности. Отсчёт ведётся от начала исследования до момента получения максимального значения радиоактивности той порции (или оторочки) меченой жидкости, скорость которой определяется.

Имея значения \bar{v} и пористости изучаемого пласта, можно вычислить скорость фильтрации жидкости:

$$\bar{\omega} = m \cdot \bar{v}. \quad (2)$$

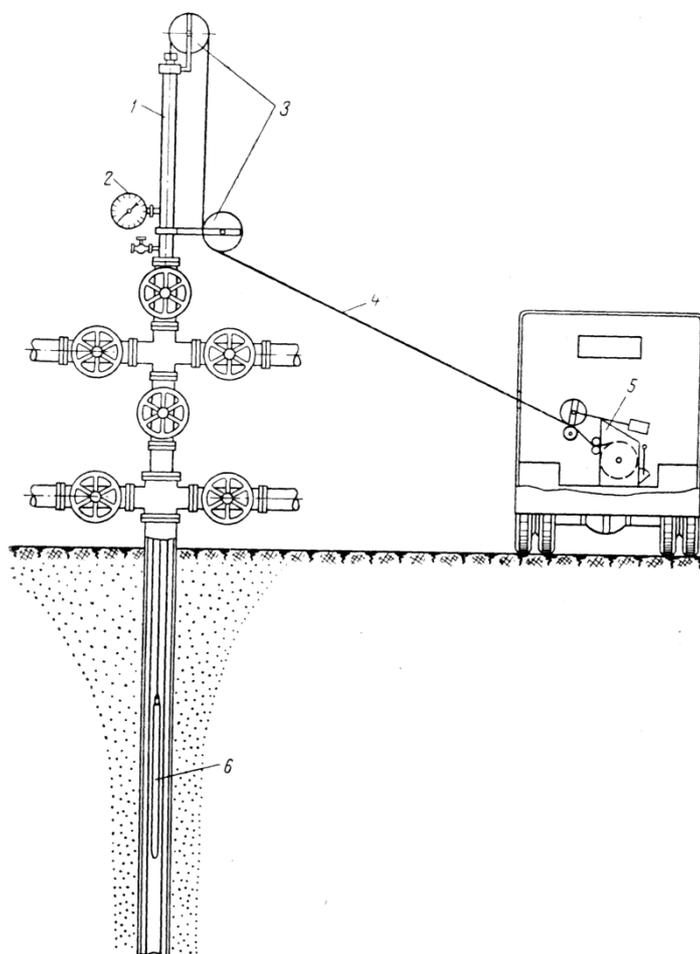


Рисунок 2 – Схема оборудования устья скважины для глубинных измерений [4, 5]:
1 – лубрикатор; 2 – манометр; 3 – ролики; 4 – проволока; 5 – лебёдка; 6 – глубинный прибор

По тому, в каких скважинах объекта исследования появилось радиоактивное вещество, делается заключение о направлении потока в пласте. Конечно, необходимо быть уверенным в том, что отсутствие индикатора в жидкости, извлекаемой из той или иной скважины, не является результатом преждевременного прекращения работ или значительного разбавления меченого раствора. Количественное распределение потока между скважинами и пластами можно определить, исходя из распределений общей введённой радиоактивности:

$$\alpha_i = \frac{100 \cdot P_i}{P_e \cdot e^{-\lambda \cdot t_i}}, \quad (3)$$

где α_i – доля потока (%), приходящаяся на i -ую эксплуатационную скважину; P_i – общая радиоактивность извлечённой из скважины жидкости; P_e – введённая в пласт радиоактивность; t_i – продолжительность добычи скважиной меченой жидкости; λ – постоянная распада изотопа.

Общая радиоактивность определяется по формуле:

$$P_i = S_n \cdot t \cdot Q, \quad (4)$$

где S_n – удельная радиоактивность выходящего из пласта потока.

Произведение $S_n \cdot t$ – площадь между кривой изменения радиоактивности и осью абсцисс (осью t). Вычислять величину этого произведения удобнее всего графически.

При $\sum_{i=1}^n \alpha_i \ll 100$ % расчёт распределения фильтрационного потока производится по формуле:

$$\alpha_i = \frac{100 \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (5)$$

где n – число эксплуатационных скважин объекта исследования.

Формулы (3) и (5) обеспечивают получение удовлетворительных результатов только тогда, когда исследования продолжаются до полного исчезновения индикатора во всех скважинах.

Предположим, что при использовании способа наблюдения за изменением радиоактивности в стволе скважины в рабочую камеру за время dt поступает количество $d\omega$ пластовой жидкости (свободный газ отсутствует), которая смешивается с находящимся в ней радиоактивным раствором. Вследствие неразрывности потока такое же количество выйдет из неё. Уравнение, характеризующее уменьшение радиоактивности на забое скважины, имеет вид:

$$l \cdot q(t) \cdot [1 - \beta(t)] \cdot dt + V_k \cdot dl + V_k \cdot \lambda \cdot l \cdot dt = 0, \quad (6)$$

где V_k – объём рабочей камеры; l – удельная радиоактивность меченого раствора в момент времени t ; $q(t)$ – расход жидкости вблизи забоя скважины; $\beta(t)$ – доля компонента в общем фильтрационном потоке, нерастворимого с радиоактивным раствором (для однофазной жидкости $\beta(t) = 0$).

Из формулы (6) после разделения переменных и интегрирования получим:

$$V_k \cdot \left(\ln \frac{l_0}{l} - \lambda \cdot t \right) = \int_0^t q(t) \cdot [1 - \beta(t)] \cdot dt, \quad (7)$$

где l_0 – начальная удельная радиоактивность закачанного в скважину радиоактивного раствора.

Для определения величины $q(t)$ весь промежуток исследования необходимо разбить на небольшие интервалы времени. Вычислив для каждого из них левую часть равенства (7), получим значения компонента потока, растворимого с радиоактивным

раствором. Общее количество жидкости, прошедшее через скважину за время Δt , будет равно:

$$q = \frac{V_K}{\Delta t \cdot (1-\beta)} \cdot \ln\left(\frac{I_0}{I} \cdot e^{-\lambda \cdot \Delta t}\right). \quad (8)$$

Скорость движения жидкости в призабойной зоне

$$\vartheta = \frac{V_K \cdot \ln\left(\frac{I_0}{I} \cdot e^{-\lambda \cdot \Delta t}\right)}{\pi \cdot d_H \cdot b \cdot m \cdot \Delta t \cdot (1-\beta)}, \quad (9)$$

где d_H – диаметр скважины; b – длина рабочей камеры.

При постоянных параметрах фильтрационного потока величины q и ϑ определяются по формулам (8) и (9) для всего периода работ ($\Delta t = t$).

Полученный исходный материал можно также обработать графоаналитическим способом. Кривая изменения радиоактивности в рабочей камере (рис. 3, а) перестраивается в координатах $t - \ln\left[\frac{I_0}{I} \cdot \exp(-\lambda \cdot t)\right]$ (рис. 3, б).

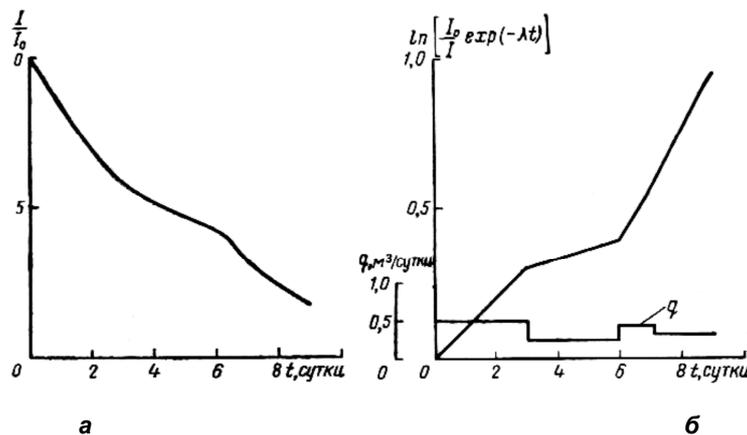


Рисунок 3 – Изменение удельной радиоактивности жидкости:

а – в рабочей камере ствола скважины; б – кривая, перестроенная для обработки графоаналитическим способом, и результаты её интерпретации (q)

Периоды времени, когда q , ϑ и β постоянны, на графиках выражаются прямыми линиями (см. рисунок 3), для которых

$$q = \frac{V_K \cdot \alpha}{t \cdot (1-\beta)}; \quad (10)$$

$$\vartheta = \frac{V_K \cdot \alpha}{\pi \cdot d_H \cdot b \cdot m \cdot t \cdot (1-\beta)}, \quad (11)$$

где α – величина $\ln\left(\frac{I_0}{I} \cdot e^{-\lambda \cdot t}\right)$, определённая по перестроенному графику.

При использовании меченой нефти величина $\beta(t)$ характеризует водную часть потока, а при использовании меченой воды – нефтяную часть:

$$\beta_H(t) = \frac{q_H(t)}{q(t)}; \quad (12)$$

$$\beta_e(t) = \frac{q_e(t)}{q(t)}, \quad (13)$$

где q_H и q_e – соответственно расход нефти и воды фильтрационного потока.

Значения $\beta(t)$ можно определить по данным анализов забойных проб жидкости. Отбор их желательно производить непосредственно у стенки скважины, например, малогабаритным испытателем пластов. В принципе при проведении исследований, включающих одним из основных вопросов количественное определение составляющих потока, можно обойтись и без глубинных образцов жидкости. При этом возможны следующие варианты выполнения работы.

Одновременная работа в двух скважинах. Выбираются скважины, находящиеся в одинаковых условиях. В одну из них вводится меченая вода, начальная удельная радиоактивность которой I_{01} , объём V_1 ; в другую – меченая нефть объёмом V_2 с радиоактивностью I_{02} . Для каждой скважины запишем уравнение типа (8). Приравняв их для интервалов $q = \text{const}$, получим:

$$\beta_H = \frac{V_2 \cdot \ln \left(\frac{I_{02}}{I_2} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot t} \right)}{V_1 \cdot \ln \left(\frac{I_{01}}{I_1} \cdot e^{-\lambda_1 \cdot t} \right) + V_2 \cdot \ln \left(\frac{I_{02}}{I_2} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot t} \right)}; \quad (14)$$

$$\beta_e = 1 - \beta_H. \quad (15)$$

Тогда

$$\vartheta = \frac{V_1 \cdot \ln \left(\frac{I_{01}}{I_1} \cdot e^{-\lambda_1 \cdot t} \right) + V_2 \cdot \ln \left(\frac{I_{02}}{I_2} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot t} \right)}{\pi \cdot d_H \cdot b \cdot m \cdot t}. \quad (16)$$

Если одна из скважин расположена в области однофазного потока, то:

$$\beta_H = \frac{V_2 \cdot \ln \left(\frac{I_{02}}{I_2} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot t} \right)}{V_1 \cdot \ln \left(\frac{I_{01}}{I_1} \cdot e^{-\lambda_1 \cdot t} \right)}. \quad (17)$$

Проведение работ в одной скважине одновременно с двумя изотопами, обладающими различной энергией излучения. Одним из этих изотопов следует пометить порцию воды (I_{01}), другим порцию нефти (I_{02}). Для определения величин β_H , β_e и ϑ можно воспользоваться уравнениями (14)–(16). При этом следует иметь в виду, что V_1 – объём закачанной в скважину радиоактивной воды; V_2 – объём радиоактивной нефти.

Весьма просто установить составляющие фильтрационного потока, если известен его расход или скорость:

$$\beta(t) = 1 - \frac{V_k \cdot \ln \left(\frac{I_0}{I} \cdot e^{-\lambda \cdot t} \right)}{t \cdot q(t)}. \quad (18)$$

В таблице 1 приведены результаты обработки материалов полевых наблюдений (рис. 4) с использованием формулы (18).

Условие $\beta(t) = 0$ указывает на то, что в пласте движется однофазная жидкость, а получение значения $\beta(t) = -\infty$ – на отсутствие притока в скважину.

Таблица 1 – Результаты обработки материалов полевых наблюдений

Время, сут.	Расход, м ³ /сут.	Значения $\beta(t)$
1	2,0	0,775
2	2,0	0,790
3	4,0	0,950
4	5,0	0,974
5	10,0	0,996
6	0,0	$-\infty$

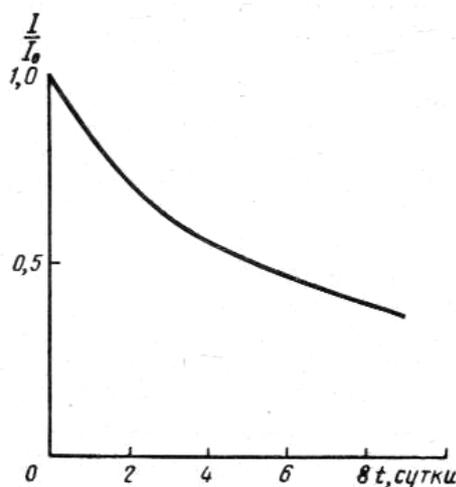


Рисунок 4 – Изменение удельной радиоактивности жидкости в рабочей камере ствола скважины

Исследование фильтрационного потока способом наблюдения за изменением содержания индикатора на забое скважины

Способ наблюдения за изменением концентрации меченой жидкости непосредственно в стволе скважины предложен для проведения гидродинамических исследований. В принципе возможно его применение и в нефтепромысловой практике для количественного определения составляющих компонентов фильтрационного потока, скорости и расхода жидкости в пласте. Только в этом случае многофазность фильтрационного потока, большая глубина нефтяных скважин, значительная протяжённость вскрытой части разреза по сравнению с толщиной обследуемого пласта обуславливают появление специфических методических особенностей проведения исследований и обработки полученной информации.

Индикатором заполняют зону фильтра ствола остановленной скважины (рабочую камеру). В период проведения исследований он не должен попадать в немеченую жидкость, находящуюся в скважине. При изучении движения воды в пласте этого легко достичь. Скважина полностью заливается меченой водой, через колонну насосно-компрессорных труб при открытом затрубном пространстве с малой скоростью прокачивают нефть и заполняют объём над рабочей камерой.

Сложнее подготовительные операции при необходимости ввода меченой нефти. Лишний раствор из ствола удаляют путём закачки углеводородной жидкости, плотность которой меньше, чем меченой нефти. Для изоляции рабочей камеры на конце насосно-компрессорных труб необходимо спускать пакерующее устройство со специальным клапаном. Клапан должен разделять рабочую камеру и внутреннюю полость насосно-компрессорных труб и в то же время позволять при необходимости пропускать на забой приборы для регистрации радиоактивности или отбора глубинных проб. В любом случае пакерующее устройство необходимо при наличии в призабойной зоне многофазного потока.

Пластовые жидкости, двигаясь в направлении понижения давления, встречают на своём пути простаивающую скважину, внедряются в неё, вытесняя меченый раствор. В рабочей камере происходит постепенное снижение удельного содержания индикатора, темп которого зависит от величины расхода и количественного соотношения между нефтяной и водными фазами потока.

Общее представление о движении жидкостей для всей продуктивной части пласта можно получить, если провести исследования одновременно в нескольких скважинах, расположенных на различных участках залежи. Разбив зону фильтра скважины на отдельные интервалы и проделав самостоятельные исследования для каждого из них, получим эпюру распределения скорости потока по толщине пласта.

В принципе можно одновременно в одной скважине определить параметры движения нефти и подошвенной воды. Для этого надо применить растворы нефти и воды, меченные индикаторами различного типа.

Рассматриваемый способ позволяет получать первичные материалы весьма быстро. Для их расшифровки не требуется знать проницаемость пласта, свойства жидкостей и гидравлический уклон. Решается обратная задача – обрабатывается кривая изменения во времени удельного содержания индикатора на забое исследуемой скважины.

Уравнение, характеризующее этот процесс, имеет вид:

$$C \cdot q(t) \cdot [1 - \alpha(t)] \cdot dt + V_k \cdot dC + V_k \cdot \lambda \cdot C \cdot dt + \beta(t) \cdot F \cdot C \cdot dt = 0, \quad (19)$$

где C – средняя концентрация в объёме V_k в момент времени t ; $q(t)$ – расход жидкости вблизи забоя скважины; $\alpha(t)$ – доля компонента в общем фильтрационном потоке, нерастворимого с меченой жидкостью; V_k – объём рабочей камеры; λ – постоянная распада радиоактивного индикатора; $\beta(t)$ – коэффициент массообмена; F – эффективная площадь фильтра скважины.

Уравнение (19) можно использовать, когда индикаторами служат радиоактивные вещества (третий, йод-131 и др.). Кроме того, в уравнении приближённо учтён уход индикатора из ствола скважины за счёт диффузионного массообмена между меченой и пластовой жидкостями.

После разделения переменных в (19) и интегрирования получим:

$$V_k \cdot \left[\ln \frac{C_0}{C} - \lambda \cdot t \right] = \int_0^t q(t) \cdot [1 - \alpha(t)] \cdot dt + F \cdot \int_0^t \beta(t) \cdot dt,$$

где C_0 – начальная концентрация индикатора в меченой жидкости.

Для определения величины $q(t)$ период исследования необходимо разбивать на небольшие интервалы Δt_i , в течение которых q_0 , α и β можно считать постоянными. Расход жидкости через пласт в зоне расположения исследуемой скважины для каждого такого интервала времени будет равен:

$$q_i = \frac{V_k}{\Delta t_i \cdot (1 - \alpha_i)} \cdot \ln \frac{C_0}{C_i} - \lambda \cdot t_i - \frac{F \cdot \beta_i}{1 - \alpha_i}, \quad (20)$$

а скорость течения:

$$v_i = \frac{V_k}{\pi \cdot d \cdot h \cdot m \cdot \Delta t_i \cdot (1 - \alpha_i)} \cdot \left[\ln \frac{C_0}{C_i} - \lambda \cdot t_i \right] - \frac{\beta_i}{1 - \alpha_i}, \quad (21)$$

где d – диаметр ствола скважины; h – длина рабочей камеры; m – пористость пласта.

При постоянных параметрах фильтрационного потока, приняв определённое среднее значение коэффициента массообмена, величины q и V_k можно рассчитать по формулам (20) и (21) для всего периода работ ($\Delta t_i = t$).

Полученный исходный материал можно также обработать графоаналитическим способом. Кривая изменения концентрации индикатора на забое скважины перестраивается при этом в координатах $t - \ln \left\{ \frac{C_0}{C} \cdot \exp \left[-t \cdot \left(\lambda + \frac{F \cdot \beta}{V_K} \right) \right] \right\}$.

Периоды времени, когда q , V_K и $\alpha(t)$ постоянны, на перестроенных графиках выражаются прямыми линиями с углом наклона φ_i , для которых:

$$q_i = \frac{V_K}{1 - \alpha_i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i; \quad \vartheta_i = \frac{V_K}{\pi \cdot d \cdot h \cdot m \cdot (1 - \alpha_i)} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i.$$

При использовании меченой нефти величина $\alpha(t)$ характеризует водную часть фильтрационного потока, а при использовании меченой воды – нефтяную часть. Причём

$$\alpha_H = \frac{q_H(t)}{q(t)}; \quad \alpha_B = \frac{q_B(t)}{q(t)},$$

где $q_H(t)$ и $q_B(t)$ – соответственно расход нефти и воды через сечение пласта.

Значения $\alpha(t)$ можно определить по данным испытания скважины или анализов забойных проб жидкости. Отбор проб желательно производить непосредственно у стенки скважины, например, испытателем пластов. В принципе при проведении исследований, включающих количественное определение составляющих потока непосредственно в пластовых условиях, можно обойтись и без указанных операций. При этом возможны следующие варианты выполнения работы.

Выбирают две скважины, вскрывшие области изучаемого пласта с одинаковыми коллекторскими свойствами и расположенные на равном расстоянии от водонефтяного контакта. В одну из них вводят меченую воду объёмом V_1 с удельным содержанием индикатора C_{01} ; в другую – меченую нефть объёмом V_2 с концентрацией индикатора C_{02} . Для каждой скважины запишем уравнение типа (20). Приравняв их для интервалов $q = \text{const}$, получим:

$$\alpha_{Hi} = \frac{\frac{V_2}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{02}}{C_2} - \lambda_2 \cdot t_i \right) - F_2 \cdot \beta_{2i}}{\frac{V_2}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{02}}{C_2} - \lambda_2 \cdot t_i \right) - F_2 \cdot \beta_{2i} + \frac{V_1}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{01}}{C_1} - \lambda_1 \cdot t_i \right) - F_1 \cdot \beta_{1i}}; \quad (22)$$

$$\alpha_{Bi} = 1 - \alpha_{Hi}.$$

Тогда, например, скорость движения жидкости в районе расположения первой скважины будет равна:

$$\vartheta_{1i} = \frac{1}{F_1} \cdot \left[\frac{V_1}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{01}}{C_1} - \lambda_1 \cdot t_i \right) + \frac{V_2}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{02}}{C_2} - \lambda_2 \cdot t_i \right) - F_1 \cdot \beta_{1i} - F_2 \cdot \beta_{2i} \right],$$

а в районе второй скважины:

$$\vartheta_{2i} = \vartheta_{1i} \cdot \frac{F_1}{F_2}.$$

Если одна скважина расположена в области однофазного потока жидкости, тогда:

$$\alpha_{Hi} = \frac{\frac{V_2}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{02}}{C_2} - \lambda_2 \cdot t_i \right) - F_2 \cdot \beta_{2i}}{\frac{V_1}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_{01}}{C_1} - \lambda_1 \cdot t_i \right) - F_1 \cdot \beta_{1i}}. \quad (23)$$

По второму варианту одним из индикаторов следует отметить порцию воды (C_{01}), другим – порцию нефти (C_{02}). Для определения α_H , α_E , V можно воспользоваться уравнениями (22)–(23). При этом следует иметь в виду, что V_1 – объём закачанной в скважину меченой воды; V_2 – объём меченой нефти.

Нетрудно установить составляющие фильтрационного потока, когда известны его расход или скорость:

$$\alpha_i = 1 - \frac{1}{q_i} \cdot \left[\frac{V_K}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_0}{C_i} - \lambda \cdot t_i \right) - F \cdot \beta_i \right]. \quad (24)$$

Условие $\alpha(t) = 0$ указывает на то, что в пласте движется однофазная жидкость, а получение значения $\alpha(t) = -\infty$ – на отсутствие притока в скважину.

В таблице 2 приведены результаты обработки материалов условных наблюдений (рис. 5) с использованием формулы (24). При расчётах процессом диффузии пренебрегли ($\beta_i = 0$). Объём рабочей камеры 5 м³.

Таблица 2 – Характеристика фильтрационного потока

Время, сут.	Расход, м ³ /сут.	Обводнённость
1	2,0	0,775
2	2,0	0,790
3	4,0	0,950
4	5,0	0,974
5	10,0	0,996

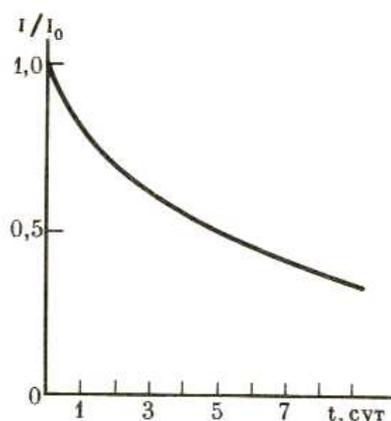


Рисунок 5 – Зависимость удельной радиоактивности жидкости $\left(\frac{I}{I_0} \right)$ в рабочей камере ствола скважины от времени t

Выявлено, что расход фильтрационного потока в пласте изменчив во времени и за 5 суток увеличился от 2 до 10 м³/сут., что связано с возрастанием отборов жидкости. Растёт также его обводнённость. Если в начале эксперимента доля нефти составляла 22,5 %, то в конце она сократилась практически до нуля, что свидетельствует о прохождении в районе исследованной скважины водонефтяного раздела.

Скорость движения составляющих фильтрационного потока может быть использована для оценки фазовых проницаемостей продуктивного коллектора нефти и воды. Представляется также возможность применения способа наблюдения за изменением содержания индикатора на забое скважины для определения коэффициента диффузионного массообмена между меченой и насыщающей фильтрационную среду жидкостями. В общем виде он равен:

$$\beta_i = \frac{1}{F} \cdot \left[\frac{V_k}{\Delta t_i} \cdot \left(\ln \frac{C_0}{C_i} - \lambda \cdot t_i \right) - q_i \cdot (1 - \alpha_i) \right].$$

По данным гидродинамических исследований рассмотренный способ даёт удовлетворительные результаты при скорости движения жидкости в пласте более 0,001 м/сут. При этом погрешность менее 10 %. Для решения нефтепромысловых задач наиболее благоприятными следует считать скважины с необсаженными забоями, что исключает искажение фильтрационного потока и снижает погрешность получаемой информации.

Литература:

1. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений : учебное пособие. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2001. – 61 с.
2. Соколовский Э.В., Соловьёв Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы исследования нефтегазоносных пластов. – М. : Недра, 1986. – 157 с.
3. Соколовский Э.В. Применение радиоактивных изотопов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1967. – 181 с.
4. Петров А.И. Методы и техника измерений при промысловых исследованиях скважин. – М. : Недра, 1972. – 272 с.
5. Василевский В.Н., Петров А.И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего. – М. : Недра, 1989. – 271 с.
6. Индикаторные методы контроля скорости фильтрации при разработке нефтяных месторождений. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2ad78a4d53a89521216d37_0.html

References:

1. Tokarev M.A., Akhmerova E.R., Fayzulin M.H. Control and regulation of development of oil and gas fields: manual. – Ufa : Publishing house of UGNTU, 2001. – 61 p.
2. Sokolovsky E.V., Solovyov G.B., Trenchikov Yu.I. Indicator methods of research of oil-and-gas layers. – M. : Subsoil, 1986. – 157 p.
3. Sokolovsky E.V. Application of radioactive isotopes for control of development of oil fields. – M. : Subsoil, 1967. – 181 p.
4. Petrov A.I. Methods and technology of measurements at trade researches of wells. – M. : Subsoil, 1972. – 272 p.
5. Vasilevsky V.N., Petrov A.I. Technik and technology of determination of parameters of wells and layers: Reference book of the worker. – M. : Subsoil, 1989. – 271 p.
6. Indicator control methods of speed of a filtration when developing oil fields. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2ad78a4d53a89521216d37_0.html