DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-3-32-39

УДК 622.276

И.З. Денисламов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

КЛАССИФИКАЦИЯ РЕПЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Ildar Z. Denislamov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

REFERENCE TECHNOLOGIES CLASSIFICATION IN OIL PRODUCTION

Введение

Индикаторные методы оценки характеристик продуктивных пластов нашли в нефтедобыче широкое применение ввиду своей практичности, относительно малой стоимости и высокой эффективности. В классическом виде для реализации таких работ в исследуемый объект, например продуктивный пласт, вводят новый, стабильный компонент - индикатор или репер. Новое вещество изменяет характеристику фильтрующегося флюида прежде всего по компонентному составу. В статье рассмотрена возможность использования в качестве реперной составляющей дискретного объема флюида с измененным свойством или составом без внесения вещества со стороны. Это новое свойство должно сохраняться до момента его фиксации наблюдателем, тогда по времени появления флюида с измененным свойством или составом можно судить о внутренней характеристике объекта исследования.

Цели и задачи:

- провести сравнительный анализ разработанных технологий оценки внутреннего состояния скважин и трубопроводов с общеизвестными индикаторными методами исследования нефтяных пластов;
- показать на примере количественной диагностики отложений в трубопроводе единую основу реперных и индикаторных технологий в нефтедобыче.

Background

Indicator methods of reservoir characteristics estimation have found wide application in oil production due to their usability, relatively low cost and high efficiency. Basically to carry out that kind of work a new, stable component (for example an indicator or a reference mark) is introduced into the studying object (a productive formation). The new component changes the fluid characteristic, primarily by its component composition. The article considers the possibility of using as a reference component not an injected substance, but a certain volume of fluid with an altered property or composition without the introduction of a substance from the outside. This new property must remain until it is fixed by the observer. That way knowing the fluid (with the changed property or composition) appearance time, it is possible to judge the internal characteristic of the studying object.

Aims and Objectives:

- to perform a comparative analysis of developed technologies for assessing the internal state of wells and pipelines with well-known indicator methods for studying oil reservoirs;
- to prove on an example of quantitative diagnostics of deposits in the pipeline a uniform basis of reference and indicator technologies in oil production.

Методы

Экспериментальным и расчетным (на основе уравнения неразрывности потока жидкости) методами показана возможность оценки внутреннего состояния трубопровода путем изменения свойства транспортируемой жидкости.

Результаты

Предложена классификация индикаторных и реперных исследований, в которой выделены три основных направления.

Определена единая основа реперных технологий - воздействие на флюид на объекте исследования с целью изменения его свойств и наблюдение за продвижением этой меченой жидкости во времени и пространстве, что является источником информации об объекте, где движется реперная жидкость.

Проведены экспериментальные измерения времени движения тепловой волны в модели нефтепровода.

Methods

Experimental and calculated (based on the equation of continuity of the liquid flow) methods have shown the possibility of assessing the internal state of the pipeline by changing the properties of the transported fluid.

Results

The classification of indicator and reference studies was proposed, in which the main three directions were identified.

The common basis of reference technologies was defined - to effect on the fluid at the studying object with the aim of changing its properties and monitoring of this labeled liquid's movement in time and space, which is the source of information about the object where the reference fluid moves.

Experimental measurements of the time of motion of the thermal wave in the oil pipeline model are carried out.

Ключевые слова: индикатор, реперный компонент, давление, температура, скорость, отложения, диагностика, трубопровод

Key words: indicator, reference component, pressure, temperature, speed, deposits, diagnostics, pipeline

Большинство исследований в области нефтедобычи основаны на оценке поведения во времени выбранного параметра или вещества. Традиционно в качестве контролируемого вещества сегодня используют индикаторы, вводимые в исследуемый объект под определенным давлением вместе с жидкостью носителем. При исследовании характеристик продуктивного нефтяного пласта или водоносного горизонта в закачиваемую воду добавляют химические соединения нескольких видов: флуоресцентные трассеры, ионные растворы, органические соединения [1-3], которые не должны содержаться в пластовых жидкостях и, наоборот, должны хорошо растворяться в закачиваемой воде. Кроме того, индикаторы не должны растворяться в других пластовых жидкостях и надежно диагностироваться даже в малых концентрациях. Для поинтервальной оценки эффективности

работы горизонтального ствола (ГС) нефтедобывающей скважины по параметрам дебита и обводненности скважинной продукции в работе [4] приведена технология по применению трассеров на квантовых точках в скважинах, где были проведены многостадийные гидроразрывы пласта (МГРП).

Маркированный такими трассерами проппант после МГРП остается в образованных трещинах, со временем разрушается, с оболочки смываются трассеры и выносятся с добываемой пластовой жидкостью до устья скважины.

Квантовые маркеры на основе халькогенидов кадмия не способны к межфазным переходам, поэтому отобранные на устье пробы жидкости дают информацию не только по размерам притока каждого маркированного интервала ГС, но и показывают состав этой продукции.

Маркер для последующих наблюдений можно выбрать из состава пластовой или трубопроводной продукции. Известны технические решения, когда в качестве стабильных и контролируемых компонентов флюидов рассматривают растворы галлоидов и нитратов щелочных металлов [5], серу [6] и сероводород [7-9].

В статье [10] предложено рассматривать влияние техногенных процессов на свойства остаточной нефти путем сравнительного анализа углеводородного состава остаточной нефти. Авторы работы [11] для оценки эффективности форсированного отбора жидкости анализировали состав и свойства добываемой нефти до и после воздействия на продуктивный пласт. Рассматривались параметры: плотность и вязкость нефти, содержание масел, смол и асфальтенов, а также изучалось распределение н-алканов и изопренов.

Проведенные исследования позволили авторам оценить дополнительно добытую нефть как остаточную нефть первого типа (нефть с ухудшенными свойствами) по классификации, приведенной в работе [12].

Вышеприведенные работы предлагается отнести к исследованиям *первого типа*, когда индикаторы либо вводятся в изучаемый объект, либо выбираются из состава транспортируемого флюида.

Исследования *второго типа* - когда индикаторы в виде стабильных компонентов не используют, а меняют свойства или состав наблюдаемой среды или транспортируемых флюидов. В этом случае индикатором является определенный объем среды или флюида с измененными свойствами и составом.

Рассмотрим два известных примера.

Определение уровня жидкости в межтрубном пространстве скважины путем создания звуковой волны основано на кратковременном сжатии газового пространства или, наоборот, резкого выпуска части газа в атмосферу. Такое воздействие меняет структуру газовой среды так, что определенная часть газа приобретает свойство волнового движения. В качестве реперного компонента выступает плотность газа в этой волновой зоне. Остается только замерить время продвижения такой волны и определить расстояние до объекта. По такому принципу работа-

ют и лазерные дальномеры, в которых генерируется световой поток известной скорости [13], возвращающийся в приемную часть устройства после отражения света от зеркальной поверхности или поверхности любого оцениваемого объекта. В обоих примерах важно то, что среда с измененной структурой отражается от определенной поверхности и возвращается в начальную точку.

К исследованиям *третьего типа* отнесем направление, в котором есть элементы от первого и второго видов. В качестве реперного компонента предлагается использовать также такие свойства флюидов, как плотность, давление, температуру, компонентный состав и скорость движения. С помощью технологического воздействия в начальной точке исследуемого объекта меняется на значительную величину один из этих параметров жидкости или газа. В конечной контролируемой точке исследуемого объекта нефтедобычи с помощью отбора проб флюида или показаний датчиков давления и температуры фиксируется момент поступления флюида с измененным компонентом или с отличительным свойством. По времени поступления таких реперных жидкостей и газов можно судить о внутреннем объеме объекта исследования при условии, что будет обеспечено постоянство расхода флюида на входе в изучаемый объект.

Отличие предлагаемых технологий от уже известных (вторая группа измерительных технологий) состоит в том, что среда с измененной структурой не отражается от исследуемого объекта или конечной точки, а создается вдали от приемной точки путем изменения температуры, давления или состава транспортируемой среды. Обобщение двух подходов приводит к решению, характерному для многих процессов не только в нефтедобыче, но и в других сферах промышленности и жизни людей - достаточно изменить свойство среды и наблюдать за перемещением этой измененной среды в пространстве и во времени. Среда с измененной характеристикой и является индикатором или реперным компонентом исследований.

В таблице 1 приведены методы количественной диагностики отложений в скважинах и трубопроводах на нефтяных месторождениях.

Таблица 1. Реперные технологии третьего вида для диагностики отложений в скважинах и трубопроводах

	Контролируемый фактор	Условие диагностики	Диагностируемый фактор
1	скорость движения флюидов в трубопроводе	постоянство расхода флюидов	диаметр трубопровода в местах сужений
2	температура жидкости в трубопроводе	постоянство расхода флюидов	время движения жидкости с повышенной температурой по трубопроводу
3	доли нефти и воды в добываемой скважинной жидкости	постоянство расхода флюидов	время движения жидкости с повышенной содержанием нефти или воды
4	движение местного сопротивления по трубопроводу	постоянство расхода флюидов	время между двумя скачками давления в начале и конце участка трубопровода с отложениями
5	давление в колонне НКТ над глубинным насосом	статическое положение органического растворителя в колонне НКТ	плотность растворителя с АСПВ (растворяющая способность реагента)

Теоретические аспекты технологий № 2 и № 3 приведены в статье [14]. Общим для этих двух способов оценки объема отложений в колонне лифтовых труб нефтедобывающей скважины является то, что в зоне глубинного насоса меняют температуру или компонентный состав жидкости, лифтируемые по колонне насосно-компрессорных труб. Объем отложений определяют по формуле:

$$V_{отл} = \lambda \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \kappa \cdot Q \cdot (t_2 - t_1), \quad (1)$$

где $V_{отл}$ - объем отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб или наземного трубопровода;

$\lambda_{отл}$ - длина колонны насосно-компрессорных труб или трубопровода с отложениями;

D - внутренний диаметр чистых труб;

κ - адаптационный коэффициент, определяется предварительно для колонны НКТ без отложений;

Q - расход жидкости по трубопроводу, поддерживается постоянной величиной во время оценки отложений;

t_1 - хронологическое время изменения свойства трубопроводной жидкости - температуры или состава в начальной точке трубопровода;

t_2 - хронологическое время прихода жидкости с измененным свойством в конечную часть трубопровода.

Одна из двух технологий - искусственное повышение температуры трубопроводной жидкости - проверена на экспериментальной установке, схема которой приведена на рисунке 1.

В первом опыте в трубопроводе с внутренним $\varnothing$ 21 мм и длиной 25 м отложения в виде сужений отсутствовали, а во второй серии опытов отложения моделировались в виде сужения внутреннего сечения трубопровода до 16 мм в средней части трубопровода на

протяжении 5 м. Водовод выполнен из полипропиленовой трубы и соединен со смесителем холодной и горячей воды общегородской системы водоснабжения.

Некоторое время в водовод подавали горячую и холодную воду одновременно, и температура смеси была равна 39 °С (показание датчика температуры в начальной точке водовода). Примерно на 33 с (рисунок 2) холодная вода была резко перекрыта, и в водовод начала поступать только горячая вода с температурой 53 °С. На

второй датчик в конечной точке водовода продолжала поступать вода с температурой 38 °С.

Фронт теплой воды с повышенной температурой подошел ко второму датчику только через 93 с. Исходя из этой информации, по (1) определяется адаптационный коэффициент K , который используется при расчете объема отложений во второй серии опытов.

Результаты измерений по рассматриваемой методике водовода с сужением (модель отложений) приведены в таблице 2.

Рисунок 1. Характеристики экспериментальных труб: чистых (опыт 1) и с отложениями (опыт 2)

Рисунок 2. Термограммы воды по данным двух трубопроводных датчиков

Таблица 2. Результаты экспериментальных измерений (данные получены совместно с Кашкаровым А.М.)

Объем «отложений» фактический, л	0,726					
Режим течения реперной жидкости	ламинарный		турбулентный			
Объем «отложений» измеренный, л	0,93	0,90	0,69	0,80	0,70	0,75
Погрешность измерений, %	28,1	24,0	5,0	10,2	3,6	3,0
Средняя погрешность, %	26,1		5,5			

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что при турбулентном режиме потока воды в исследуемом водоводе погрешность измерений не превышает 6 %, а при ламинарном течении относительная погрешность вырастает до значительной величины - 26 %.

Проведенные измерения показывают, что температура может служить реперным компонентом в диагностике внутреннего состояния лифтовых труб скважин и наземных трубопроводов, особенно в том случае, если они теплоизолированы, и потери тепловой энергии в окружающую среду минимальны.

Выводы

1. Предложено дополнить индикаторные или реперные исследования в нефтедобыче технологиями, основанными на временном изменении состава или свойств наблю-

даемой среды и прослеживании во времени и пространстве этой меченой среды.

В качестве контролируемых параметров рассмотрены следующие: плотность, компонентный состав, температура, давление и скорость транспортируемой по трубопроводу среды.

2. Проведены экспериментальные измерения времени движения воды с повышенной температурой (тепловой волны) в модели нефтепровода с отложениями. Относительная погрешность измерений не превышает 6 % при турбулентном режиме движения меченой воды по трубопроводу.

Полученные результаты позволяют рекомендовать данное предложение для реализации на нефтедобывающих скважинах и трубопроводах системы нефтесбора с целью количественной диагностики отложений.

Список литературы

1. Порошин В.Д., Хайнак В.П., Морозов А.Г. Гидрохимические методы контроля за разработкой подсолевых и межсолевых нефтяных залежей (на примере месторождений Беларуси).

References

1. Poroshin V.D., Khainak V.P., Morozov A.G. Gidrokhimicheskie metody kontrolya za razrabotkoi podsolevykh i mezhsolyevykh neftnykh zalezhei (na primere mestorozhdenii Belarusi). Chast' I.

Часть I. Определение природы попутно добываемых вод // Изобретения и рацпредложения в нефтегазовой промышленности. М.: ВНИИОЭНГ, 2002. № 3. С. 61-77.

2. Никаноров А.М. Методы нефтегазовых гидрогеологических исследований. М.: Недра, 1977. 256 с.

3. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7-2. С. 23-26.

4. Гурьянов А., Каташов А., Овчинников К. Диагностика и мониторинг притоков скважин с помощью трассеров на квантовых точках // Время колтюбинга. 2017. № 2 (60). С. 42-51.

5. А.с. СССР № 1730442. Способ контроля разработки многопластовых нефтяных месторождений / М.Х. Файзуллин, А.Л. Штангеев, Д.М. Шейх-Али и др. Опубл. 30.04.1992. Бюл. 16.

6. Валеев М.Д., Белоусов Ю.В., Калугин А.В. Метод определения притока нефти при одновременно-раздельной эксплуатации // Нефтяное хозяйство. 2006. № 10. С. 62-63.

7. Пат. 2286453 РФ, МПК Е 21 В 47/10. Способ оценки гидродинамической связи между скважинами сероводородсодержащего месторождения / И.З. Денисламов, Ф.Д. Шайдуллин, И.Ф. Ситдинов, А.Ф. Аминов (РФ). 2005103875/03, Заявл. 14.02.2005; Опубл. 20.07.2006. Бюл. 30.

8. Рабартдинов З.Р. Научно-методическое обоснование использования сероводорода как реперной компоненты в процессах нефтедобычи: дисс. ... канд. техн. наук. Уфа, 2013. 146 с.

9. Рабартдинов З.Р., Денисламов И.З. Сероводород как индикатор технологичности систем сбора и подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. 2009. № 12. С. 118-119.

10. Петрова Л.М. Техногенные изменения свойств углеводородов на поздней стадии разработки нефтяного месторождения // Роль науки при расширении сферы деятельности нефтяников Татарстана: сб. докл. Азнакаево, 2008. С. 107-113.

11. Форсированный отбор жидкости в условиях коллекторов с двойной пористостью, насыщенных неньютоновскими нефтями / Р.Н. Дияшев, Р.С. Хисамов, В.М. Конюхов, А.Н. Чекалин. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2012. 244 с.

12. Михайлов Н.Н. Физико-геологические проблемы остаточной нефтенасыщенности из заводненных пластов // Нефтяное хозяйство. 1997. № 11. С. 14-17.

13. Трофимова Т.И. Курс физики: учеб. пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Высш. шк., 1990. 478 с.

14. Денисламов И.З. Реперные технологии при оценке объема отложений в скважинах и трубопроводах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. Вып. 2 (100). С. 66-71.

Opredelenie prirody poputno dobyvaemykh vod [Hydrochemical Methods of Controlling the Development of Subsalt and Inter-Salt Oil Deposits (on the Example of Belarusian Deposits). Part I. Definition of the Nature of Produced Water]. *Izobreteniya i ratspredlozheniya v neftegazovoi promyshlennosti - Inventions and Proposals in Oil and Gas Industry*. Moscow, VNIIOENG Publ., 2002, No. 3, pp. 61-77. [in Russian].

2. Nikanorov A.M. *Metody nefteprogazomyslovykh gidrogeologicheskikh issledovaniy* [Methods of Petroleum-Gas-Field Hydrogeological Research]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 256 p. [in Russian].

3. Konev D.A. Issledovanie neftyanykh plastov s pomoshch'yu indikatornogo metoda [Study of Oil Reservoirs with the Help of the Indicator Method]. *Sovremennye naukoemkie tekhnologii - Modern High Technologies*, 2014, No. 7 (Part 2), pp. 23-26. [in Russian].

4. Gur'yanov A., Katashov A., Ovchinnikov K. Diagnostika i monitoring pritokov skvazhin s pomoshch'yu trasserov na kvantovykh tochkakh [Production Logging Using Quantum Dots Tracers]. *Vremya koltyubinga - Coiled Tubing Times*, 2017, No. 2 (60), pp. 42-51. [in Russian].

5. Faizullin M.Kh., Shtangeev A.L., Sheikh-Ali D.M. e.a. *Sposob kontrolya razrabotki mnogoplastovykh neftyanykh mestorozhdenii* [Method for Controlling the Development of Multi-Layer Oil Fields]. Certificate of Authorship of SSSR, No. 1730442, 1992. [in Russian].

6. Valeev M.D., Belousov Yu.V., Kalugin A.V. Metod opredeleniya pritoka nefiti pri odnovremennno-razdel'noi ekspluatatsii [Method of Determination of Oil Inflow from Layers at Simultaneously-Separate Wells Operation]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2006, No. 10, pp. 62-63. [in Russian].

7. Denislamov I.Z., Shaidullin F.D., Sitdikov I.F., Aminov A.F. *Sposob otsenki gidrodinamicheskoi svyazi mezhdru skvazhinami serovodorodsoderzhashchego mestorozhdeniya* [A Method for Estimating the Hydrodynamic Coupling between Wells of a Hydrogen Sulfide-Containing Deposit]. Patent RF, No. 2286453, 2006. [in Russian].

8. Rabartdinov Z.R. *Nauchno-metodicheskoe obosnovanie ispol'zovanie serovodoroda kak repornoj komponenty v protsessakh nefteobychi: diss. ... kand. tekhn. nauk* [Scientific and Methodological Substantiation of the Use of Hydrogen Sulphide as a Reference Component in oil Production Processes: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2013. 146 p. [in Russian].

9. Rabartdinov Z.R., Denislamov I.Z. Serovodorod kak indikator tekhnologichnosti sistem sbora i podgotovki nefiti [Hydrogen Sulphide as an Indicator of workability of Oil Gathering and Treatment Systems]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2009, No. 12, pp. 118-119. [in Russian].

10. Petrova L.M. Tekhnogennye izmeneniya svoistv uglevodorodov na pozdnei stadii razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya [Technogenic Changes of Hydrocarbons Properties at the Late Stage of Oil Field Development]. *Sbornik dokladov «Rol' nauki pri*

rasshirenii sfery deyatel'nosti neftyanikov Tatarstana [Collection of Reports «The Role of Science in Activity Sphere Expansion of Oil Companies of Tatarstan». Aznakaev, 2008, pp. 107-113. [in Russian].

11. Diyashev R.N., Khisamov R.S., Konyukhov V.M., Chekalin A.N. *Forsirovannyi otbor zhidkosti v usloviyakh kollektorov s dvoynoi poristost'yu, nasyshchennykh nen'yutonovskimi neftiyami* [The Forced Selection of Liquid in Conditions of Collectors with Double Porosity, Saturated with Non-Newtonian Oils]. Kazan, Fen Publ. of AN RT, 2012. 244 p. [in Russian].

12. Mikhailov N.N. Fiziko-geologicheskie problemy ostatochnoi neftenasyshchennosti iz zavodnennykh plastov [Physico-Geological Problems of Residual Oil Saturation from Flooded Layers]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 1997, No. 11, pp. 14-17. [in Russian].

13. Trofimova T.I. *Kurs fiziki: ucheb. posobie dlya vuzov* [Course of Physics: Textbook for High Schools]. 2nd ed. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1990. 478 p. [in Russian].

14. Denislamov I.Z. Repernye tekhnologii pri otsenke ob'ema otlozhenii v skvazhinakh i truboprovodakh [Assessment of Wax Deposition in Oil Wells and Pipelines]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 2 (100), pp. 66-71. [in Russian].

Автор

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

The Author

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Fields Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru