

Бурение скважин и разработка месторождений

тяжести при мониторинге эксплуатации ПХГ и возможности определения по ним путей утечки газа.

Список литературы

1. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001 г. – 350 с.
2. Серкерев С.А. Гравиразведка и магниторазведка в нефтегазовом деле. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001 г. – 512 с.
3. Серкерев С.А. Гравиразведка и магниторазведка. – М.: Недра, 1999г. – 437 с.

Сведения об авторах

Серкерев С.А., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разведочной геофизики и компьютерных систем, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, тел.: (495) 935-18-33

Полын И.И., к.э.н., генеральный директор ЗАО «Гравиразведка», тел.: (495) 940-21-00

Сорокин А.В., зам. генерального директора по науке ЗАО «Гравиразведка», тел.: (495) 940-21-00

Serkerov S.A., Doctor of Technical Sciences, professor, Head of Department «Exploration geophysics and computer systems», Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin, phone: (495) 935-18-33.

Polyn I.I., Candidate of Economic Sciences, CJSC «Gravirazvedka», phone: (495)940-21-00

Sorokin A.V., Deputy Director for Science of CJSC «Gravirazvedka», phone: (495)940-21-00

УДК 553.98.048

ОПТИЧЕСКИЙ МЕТОД ПОДСЧЕТА ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Р.Н. Бурханов, Ф.Р. Хазипов, М.Т. Ханнанов
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Разработка нефтяного месторождения, остаточные извлекаемые запасы нефти, оптический метод подсчета

Oil field development, residual recoverable oil reserves, optical calculation method

UDC 553.98.048

Optical method of calculation of residual recoverable oil reserves.
Burkhanov R.N., Khazipov F.R., Khannanov M.T.

The paper reviews an example calculation of residual recoverable oil reserves in Tula deposits in one of the areas of high viscosity oil field Arkhangelskoye in Tatarstan. The reserves calculation method is based on the correlation dependence of optical properties and cumulative oil production defined by the authors using numerous laboratory and geological-field data with a high accuracy of

Бурение скважин и разработка месторождений

approximation. The merits of the proposed method are in the simplicity of its use, operability, confidence, functionality and efficiency. Fig.7, tables 2, ref. 3.

Подсчет остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) разрабатываемого нефтяного месторождения является актуальной задачей. Нередко для этих целей используются характеристики вытеснения, являющиеся зависимостями между различными показателями разработки нефтяного месторождения [1]. Рассматриваемый оптический метод подсчета остаточных извлекаемых запасов нефти на примере Архангельского месторождения Республики Татарстан имеет общие черты с методами подсчета запасов с использованием характеристик вытеснения, поскольку основан на корреляции накопленной добычи нефти и ее оптических характеристик.

Архангельское месторождение является крупнейшим месторождением высоковязкой нефти в Республике Татарстан. В составе месторождения установлены 123 залежи нефти в каменноугольных отложениях, которые локализуются на крупной антиклинальной структуре, выявленной по кровле турнейского яруса в северо-западной части Ульяновской структурной зоны. Тульский нефтегазовый горизонт сложен терригенными породами (рис.1) и в его составе выделяются один или несколько пластов коллекторов, представленных кондиционными (слабосцементированные песчаники) и глинистыми (алевролиты глинистые песчаники) разностями толщиной до 10 м и более.

При детальной корреляции геолого-геофизических разрезов скважин подготовлены многочисленные корреляционные схемы, пример которых приводится на рис.2. В структуре месторождения выявляются рифовые массивы, эрозионные врезы и собственно тульский продуктивный пласт. Рифовые массивы (см. рис.2,1) сложены плотными карбонатными породами турнейского яруса и представляют собой высокоамплитудные (до 25 м и более) обособленные структуры, хорошо выраженные в подземном рельефе. В межрифовых зонах (см. рис.2, 2) выявляются структуры, получившие название эрозионных врезов, имеющие ограниченное распространение, сложенные терригенными породами и углистыми сланцами тульского горизонта. В плане они представляют узкие, глубокие, вытянутые в субмеридиональном направлении прогибы. В тульском продуктивном горизонте (рис.2, 3) сосредоточены остаточные запасы углеводородов, подсчету которых оптическим методом посвящено данное исследование.

Нефть сильно неоднородна по оптическим свойствам, таким как коэффициенты светопоглощения ($K_{сп}$) и светопропускания, оптическая плотность, показатели преломления и дисперсии [2]. Для исследования $K_{сп}$ проб нефти, характеризующихся повышенными значениями плотности и вязкостью, применялся фотоколориметр КФК-3.

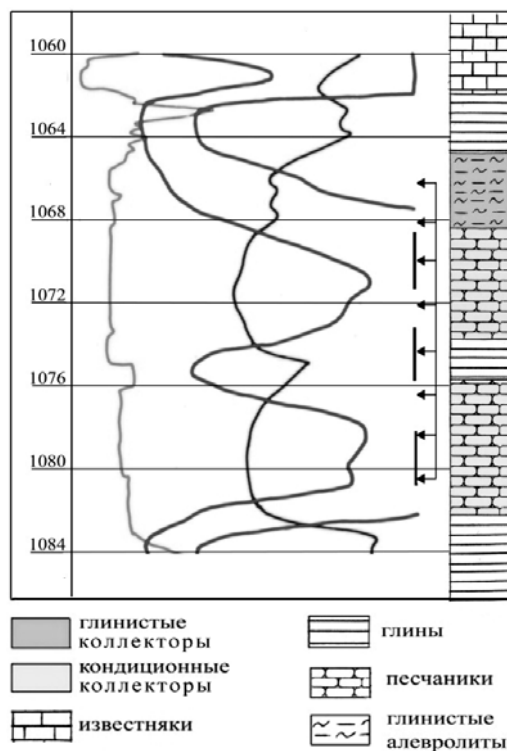


Рис. 1. Электрокаротажная характеристика тульского горизонта

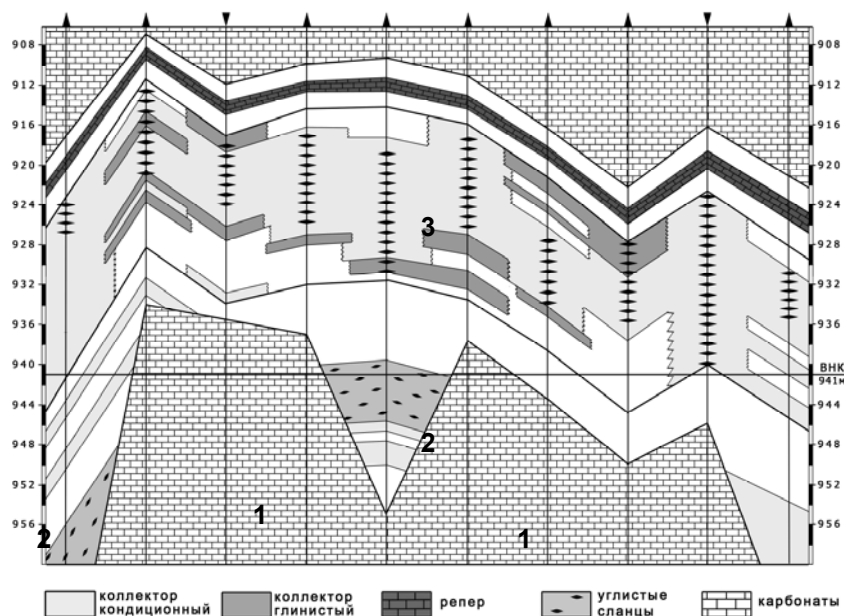


Рис. 2. Корреляционная схема Архангельского месторождения

Пробы предварительно тщательно обезжизнялись. Исследования Ксп про-

Бурение скважин и разработка месторождений

изводились многократно в интервале длин волн 400-900 нм. Предварительная обработка лабораторных данных заключалась в построении спектральных кривых, представляющих зависимости $K_{сп}$ нефти от длины волны пропускаемого света (рис. 3).

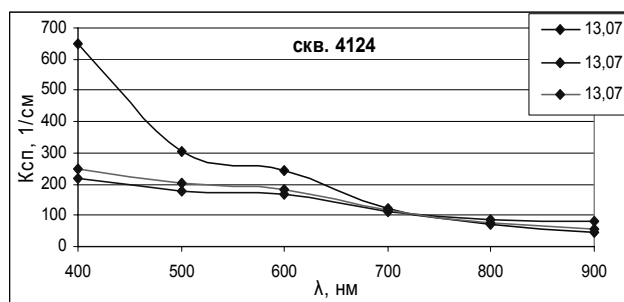


Рис. 3. Спектральные кривые $K_{сп}$

Статистическая обработка данных заключалась в расчетах среднеквадратических отклонений, дисперсий вариационного признака и коэффициентов вариации $K_{сп}$ нефти [3]. Среднеквадратические значения $K_{сп}$ вычислялись по формуле

$$\overline{K_{сп}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n K_{спi}^2}{n}}, \quad (1)$$

где $K_{спi}$ – значения $K_{сп}$ проб нефти.

Значения дисперсии вариационного признака $K_{сп}$ вычислялись по формуле

$$\sigma_{K_{сп}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (K_{спi} - \overline{K_{сп}})^2}{n}}, \quad (2)$$

а коэффициентов вариации $K_{сп}$ по формуле

$$V\sigma = \frac{\sigma_{K_{сп}}}{\overline{K_{сп}}} \cdot 100. \quad (3)$$

По результатам вычислений строились спектральные кривые $\overline{K_{сп}}$, $\sigma_{K_{сп}}$ и $V\sigma$ нефти в зависимости от длины световой волны (рис. 4).

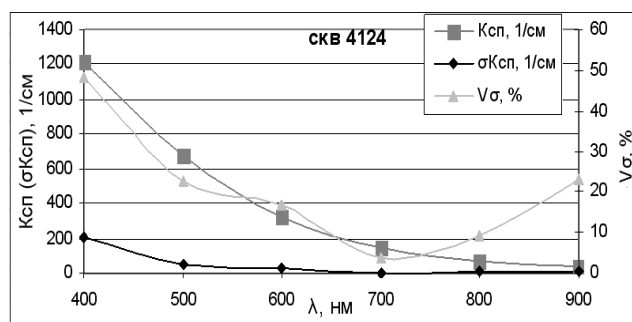


Рис. 4. Спектральные кривые $K_{сп}$, $\sigma_{K_{сп}}$ и $V\sigma$

Бурение скважин и разработка месторождений

Комплексный анализ лабораторных и промысловых данных позволил выявить зависимость между накопленной добычей ($\Sigma Q_n, \text{т}$) и коэффициентами вариации ($V\sigma$ при длине волны 500 нм, %) добываемой нефти, имеющей вид линейной регрессии:

$$V\sigma = -0,0003 \cdot \Sigma Q_n + 55,639, \quad (4)$$

с точностью аппроксимации 0,6433 (рис.5).

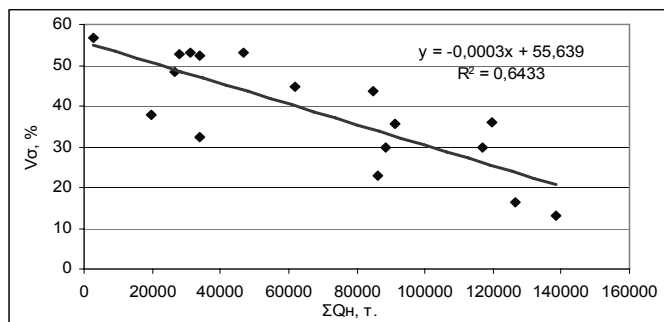


Рис. 5. Влияние накопленной добычи на $V\sigma$ добываемой нефти

Установлено, что коэффициенты аппроксимации данных (R^2) на элементах залежи, включающих нагнетательную скважину и реагирующие добывающие скважины, значительно выше и изменяются в пределах 0,85-1. Для каждого из элементов залежи определялись величины интенсивности снижения параметра $V\sigma$ нефти (I, д.ед.) с увеличением накопленной добычи, представляющие угловые коэффициенты линейной регрессии (тангенсы углов наклона зависимостей к оси абсцисс). В табл.1 приводятся результаты аппроксимации различными методами этой величины и суммарной накопленной добычи на участке. Установлено, что увеличению накопленной добычи нефти на участке соответствует увеличение углового коэффициента I.

Таблица 1

Результаты аппроксимации параметров I и ΣQ_n

Пор.номер	Метод аппроксимации	Уравнение	Точность, R^2
1	Линейная	$y = 1492,9 \Sigma Q_n - 0,6873$	0,4814
2	Логарифмическая	$y = -0,6528 \ln(\Sigma Q_n) + 8,3193$	0,7057
3	Полиномиальная	$y = -1E-11 \Sigma Q_n^2 + 1E-06 \Sigma Q_n + 0,7241$	0,2523
4	Степенная	$y = 26827 \Sigma Q_n^{-0,9223}$	0,805
5	Экспоненциальная	$y = 1,301e^{-6E-06 \Sigma Q_n}$	0,6863

Наибольшая точность аппроксимации (0,805) установлена для степенной зависимости (рис. 6):

$$I = 26827 \cdot \Sigma Q_n^{-0,9223}. \quad (5)$$

Выделено девять элементов месторождения, включающих нагнетательные и

Бурение скважин и разработка месторождений

связанные с ними добывающие скважины. Для каждой из них установлены корреляционные зависимости V_y нефти от Y_{Qn} и предполагаемые величины предельной накопленной добычи, построена параметрическая карта V_y Ксп нефти (рис.7).

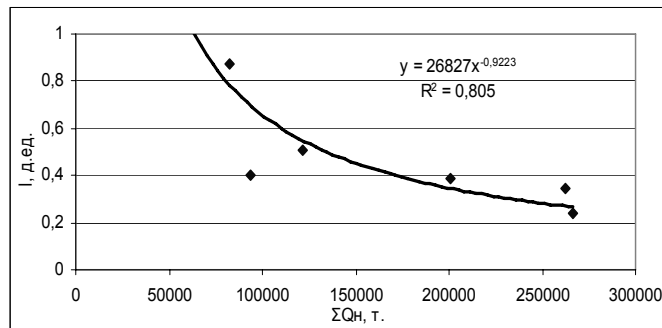


Рис. 6. Влияние накопленной добычи на интенсивность снижения V_{σ} (I)

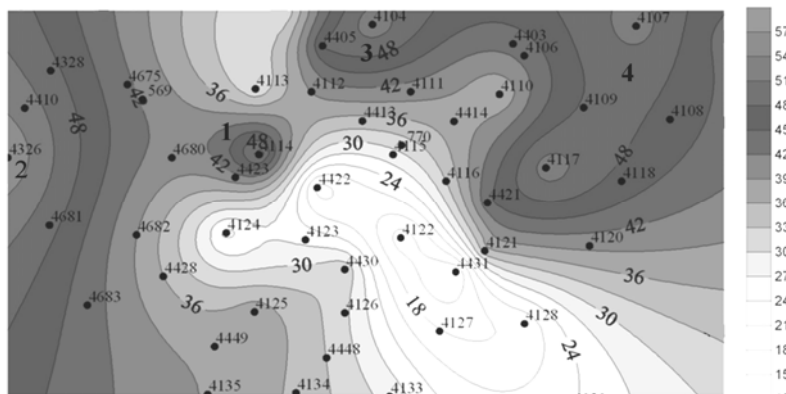


Рис.7. Карта V_{σ} добываемой нефти

На карте (см.рис.7) более светлым тоном выявляются наиболее выработанные участки пласта, а более насыщенным показаны участки, на которых на наш взгляд сосредоточены остаточные извлекаемые запасы (эти участки ограничиваются изолинией V_y , равной 48%). Выявлено четыре таких участка (целика). Это небольшой по размерам целик в центральной части объекта (1) и большие по площади участки в западной (2), северной (3) и северо-восточной (4) частях объекта. В табл. 2 приводятся зависимости V_y от накопленной добычи для каждого из выявленных целиков, значения коэффициентов аппроксимации и остаточных извлекаемых запасов. Суммарные остаточные извлекаемые запасы составили 281254 т.

Таблица 2

Зависимости V_y от накопленной добычи

Пор. ном.	Целик нефти	Вид зависимости	R ²	ОИЗ, т
1	Западный	$V_y = -0,0003 \cdot Y_{Qn} + 55,639$	0,6433	16109
2	Центральный	$V_y = -0,0003 \cdot Y_{Qn} + 57,479$	0,8982	97149
3	Северо-восточный	$V_y = -0,0006 \cdot Y_{Qn} + 69,486$	0,976	69972
4	Северный	$V_y = -0,0003 \cdot Y_{Qn} + 57,479$	0,8982	81721
		$V_y = -0,0003 \cdot Y_{Qn} + 111,62$	1	16303
Итого			0.6433	281254

Достоинствами предлагаемого метода подсчета запасов являются простота

Бурение скважин и разработка месторождений

использования, оперативность, достоверность, функциональность и экономичность. Достоверность связана с тем, что подсчет запасов опирается на фактические данные по накопленной добыче скважин и учитывает текущие свойства коллекторов и флюидов, что позволяет более точно прогнозировать добычу существующих на месторождении скважин. При этом объемы сложных и дорогостоящих геолого-геофизических технологий и затраты на их проведение могут значительно уменьшиться. Функциональность метода заключается в возможности его применения на разных стадиях разработки месторождения, в том числе при активном применении технологий повышения коэффициентов нефтеизвлечения пластов. Необходимость большого количества статистических данных по накопленной добыче скважин и лабораторных исследований проб и их корреляции, а так же влияние лабораторных методик и условий на успешность применения метода можно отнести к его недостаткам. Эти недостатки можно преодолеть при отбраковке ошибочных данных, условии создания систем автоматизированной регистрации и обработке в промысловых условиях Ксп добываемой нефти.

Список литературы

1. Чоловский И.П., Иванова М.М., Гутман И.С. и др. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. – М.: ГУП издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – С.312.
2. Девликамов В.В., Мархасин И.Л., Бабалян Г.А. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1970. – С.21.
3. Шмойлова Р.А. Теория статистики. – М.: Финансы и статистика, 2002. – С.513.

Сведения об авторах

Бурханов Р.Н., к.г.-м.н., доцент, заведующий кафедрой «Геология», Альметьевский государственный нефтяной институт, тел.: (8553) 31-00-68

Хазипов Ф.Р., студент, Альметьевский государственный нефтяной институт, тел.: (8553) 31-00-68

Ханнанов М.Т., к.г.-м.н., доцент, Альметьевский государственный нефтяной институт, тел.: (8553) 31-00-68, главный геолог НГДУ «Ямашнефть»

Burkhanov R.N., Candidate of Sciences, associate professor, Head of Department "Geology", Almetievsk State Petroleum Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khazipov F.R., student, Almetievsk State Petroleum Institute, phone: (8553) 31-00-68

Khannanov M.T., Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, associate professor, Almetievsk State Petroleum Institute, phone: (8553) 31-00-68, Chief geologist of NGDU "Yamashneft"

УДК 622.276.72/665.7.038

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДВУХКОМПОНЕНТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ИНГИБИТОРОВ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ДЕПРЕССОРНЫМИ ПРИСАДКАМИ

Т.В. Юрецкая, И.Г. Волинец
(Тюменский государственный нефтегазовый университет)

Смеси ингибиторов парафиноотложения, синергический эффект

Asphalt-resin-wax inhibitor compositions, phenomenon of synergism

UDC 622.276.72/665.7.038