

ФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕГО НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

Коноплев Юрий Васильевич, доктор технических наук, Кубанский государственный университет, 350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geophysic@fpm.kubsu.ru

Показана возможность использования газосодержания пластовых нефтей для оценки характера насыщения коллекторов в многофазном потоке независимо от минерализации пластовых или закачиваемых вод.

Ключевые слова: многофазный поток, газосодержание нефтей, насыщение коллекторов, минерализация вод.

PHYSICAL PREMICES OF CURRENT ENRICHMENT'S EVALUATION OF BANKS IN CONDITIONS OF MULTIPHASE STREAM

Konoplev Yuri V., D.Sc. in Technic, Kuban State University, 149 Stavropol'skaya st., Krasnodar, 350040, Russia, e-mail: geophysic@fpm.kubsu.ru

There's demonstrated a possibility of usage of base oil's gas content for character of enrichment's estimation of collectors in multiphase stream regardless off the mineralization of stratal or injected waters.

Key words: multiphase stream, oil's gas content, enrichment of collectors, water mineralization.

Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений связана с фильтрацией неоднородных потоков флюидов, образующихся либо сразу после ввода скважины в эксплуатацию, либо при последующей разработке продуктивного пласта. Возникновение неоднородной фильтрации (газа, нефти, воды или их смесей) в процессе разработки нефтяных пластов связано со снижением забойного $P_{\text{заб}}$ или пластового $P_{\text{пл}}$ давления ниже или равных давлению насыщения $P_{\text{нас}}$ нефти газом. Снижение давлений $P_{\text{нас}}$ приводит к образованию в пласте газонефтяной смеси, параметры которой (плотность, теплопроводность, нейтронные характеристики) влияют на показания геофизических методов и могут быть использованы в качестве диагностических признаков при контроле за разработкой месторождения.

Давлением насыщения нефти называется давление, при котором газ начинает выделяться из нефти. Снижение забойных давлений $P_{\text{заб}}$ ниже или равных давлению насыщения $P_{\text{нас}}$ сопровождается ростом газовых факторов, что свидетельствует о падении нефтенасыщенности коллектора за счет выделения газа в свободное состояние. Выделение газа в поровое пространство приводит к нарушению однофазной фильтрации в пласте и возникновению двухфазной фильтрации. В процессе разработки нефтяной залежи как забойное, так и пластовое давления претерпевают значительные изменения, при этом меняются как размеры образующихся локальных зон разгазирования нефти, так и степень их насыщения газом. Изменение газонасыщенности пласта приводит в результате к изменению фазовых проницаемостей для нефти и газа. Все это влияет на величины дебитов нефти и газа в скважинах и отражается на индикаторных диаграммах, снятых при различных значениях депрессии на пласт.

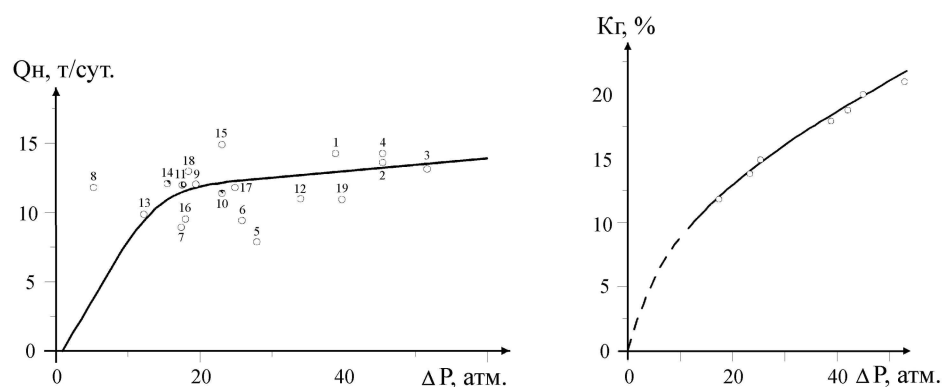


Рис. 1. Индикаторная диаграмма и зависимость $K_G = f(\Delta P)$ по скв. № 67

На рисунке 1 в качестве примера приведена индикаторная диаграмма по скв. № 67 Ключевского месторождения Западного Предкавказья, которая вступила в эксплуатацию с дебитом 15,7 т/сут. при $P_{заб} = 166,8$ атм и $P_{пл} = 201,6$ атм. Давление насыщения, по данным анализа глубинной пробы, составляло 188 атм. Как видно из рисунка, индикаторная линия при $\Delta P = 15$ атм разделяется на два участка. После эксплуатации скважины с $P_{заб} \leq P_{нас}$ (точки 1–4) забойное давление было повышено до 211,8 атм (точки 5–18) и вновь снижено до 191,3 (точка 19). При этом происходило также изменение пластового давления от 194,7 атм до 233,4 атм. Точки прямого и обратного хода промысловых испытаний практически ложатся на одну линию. Это свидетельствует о том, что при повторном создании газонасыщенности пласта фазовая проницаемость осталась такой же, как и при первоначальном снижении давления. Расчеты относительной фазовой проницаемости для нефти показывают, что в зоне разгазирования (точки 1–4, 19) она составляла в среднем 0,23. Сразу после повышения забойного давления выше давления насыщения (точка 12) относительная проницаемость для нефти возросла до 0,59.

Покажем возможность оценки степени разгазированности нефтяного пласта по основному нейтронному параметру – среднему времени жизни тепловых нейтронов $\tau_{пл}$. Среднее время жизни тепловых нейтронов в разгазируемом нефтяном пласте определяется из выражения:

$$\frac{1}{\tau_{н.п}} = \frac{1 - K_{п}}{\tau_{ск}} + \frac{K_{н} K_{п}}{\tau_{н}} + \frac{K_{г}^{\Gamma} K_{п}}{\tau_{г}} + \frac{(1 - K_{н}^{\Gamma}) K_{п}}{\tau_{в}},$$

где $\tau_{ск}, \tau_{н}, \tau_{г}, \tau_{в}$ – время

жизни тепловых нейтронов в скелете, пластовой нефти, газе и пластовой воде; $K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности при $P_{заб.} > P_{нас.}$; $K_{н}^{\Gamma}, K_{г}^{\Gamma}$ – коэффициенты нефте- и газонасыщенности при $P_{заб.} < P_{нас.}$. На рисунке 2 приведен график зависимости $\tau_{пл}$ от объемного коэффициента σ для различного фракционного состава нефтяного газанефтяных месторождений. Объемный коэффициент $\sigma = V_{пл.н}/V_{дег.н}$ показывает, какой объем $V_{пл.н}$ занимает 1 м³ нефти в пластовых условиях по сравнению с объемом $V_{дег.н}$ нефти после дегазации в атмосферных условиях. Как следует из этих данных, среднее время жизни тепловых нейтронов в нефти $\tau_{н}$ увеличивается с ростом коэффициента σ , т.е. с изменением газонасыщенности нефти.

Обобщенные данные по свойствам пластовых нефтей для ряда других месторождений Западной Сибири и Предкавказья приведены в таблице 1.

Таблица 1

**Физические свойства нефтей ряда месторождений
Западной Сибири и Западного Предкавказья**

Регион, месторождение	Пласт, горизонт	Коллекторские свойства		Физические свойства пластовой нефти			Давления, МПа		
		$K_{пл}$, %	$K_{пр}$, %	газовый фактор, M^3/M^3	плотность ρ , $г/см^3$	объемный коэф-т, ϵ	$P_{нас.}$	$P_{пл.}$	$P_{заб.}$
Западная Сибирь									
Федоровское	БС-10	25	66	130–700	0,73	1,33	13,7	15,6	10,4–14,7
Лекторское	АС-9-11	23–28	80–76	62–65	0,75	1,30	14,2	21	15–18
Самотлорское	АВ-1 АВ2-3 АВ4-5	15–20 16–30 28	60 60 64	80–100 84–150 150–2000	0,8 0,78 0,71	1,18 1,20 1,25	10,9 12 14	14,0 17 17,6	11–12 13–16 14
Варьганское	БВ6-7 БВ8	20 22	70 70	130–260 180–200	0,71 0,84	1,3 1,3	20,5–17 19–19,2	20,3 20,8	17 18
Западное Предкавказье									
Дыш	I II	20 19	65 70	215–300 180–200	0,67 0,65	1,53 1,32	15,2 18	20,1 23–26	11–13 17
Ключевое	I II	21,9 21,4	61 63	170–180 180–190	0,71 0,72	1,44 1,35	15 15–19	19,2 21	13–14 14–15
Ново-Дмитриевское		23	53	200–250	0,65	1,75	21,6	19,2	10–12

Расчет значений среднего времени жизни тепловых нейтронов в нефтегазонасыщенных $\tau_{нг}$ и водоносных пластах $\tau_{вп}$ для ряда месторождений Западного Предкавказья (Ключевое, Дыш, Ново-Дмитриевское) указан в таблице 2. Как следует из приведенных данных, наибольшие различия в значениях $\Delta\tau$ в нефтегазонасыщенных и водоносных коллекторах отмечаются в пластах с высокими значениями $\tau_{ск}$ и величинами объемного коэффициента нефти ϵ . Так, при $\tau_{ск} > 400$ мкс и $\epsilon = 1,2$ различие в средних временах жизни тепловых нейтронов.

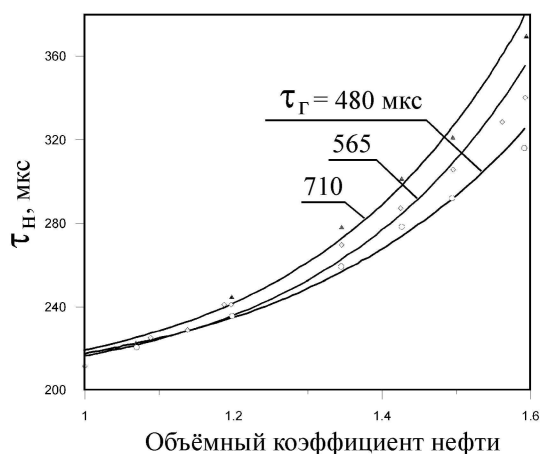


Рис. 2. Зависимость параметра τ_n от объемного коэффициента нефти ϵ [2]

$\tau_{нг}$ в нефтегазонасыщенных и $\tau_{вп}$ в водоносных пластах составляет 20 мкс и снижается в 2 раза при значениях $\tau_{ск} < 300$ мкс. Снижение нефтенасыщенности пласта с 80 до 60 % приводит к уменьшению различий $\Delta\tau$, которые составляют соответственно 52 мкс и 45 мкс при $\tau_{ск} = 880$ мкс и объемном коэффициенте нефти $\epsilon = 1,2$ и увеличиваются до 92–122 мкс с ростом объемного коэффициента ϵ до 1,6. Из этих данных следует, что различие в показаниях нейтронных параметров нефтегазонасыщенных и водоносных пластов будет тем больше, чем выше нефтенасыщенность, пористость, объемный коэффициент нефти и среднее время жизни тепловых нейтронов в скелете породы.

Таблица 2

**Среднее время жизни тепловых нейтронов τ , мкс
в коллекторах нефтяных месторождений Западного Предкавказья**

$\tau_{ск}$	$\tau_{вп}$	$K_H = 80 \%, K_G = 22 \%$						$K_H = 60 \%, K_G = 22 \%$					
		$\epsilon = 1,6$		$\epsilon = 1,43$		$\epsilon = 1,2$		$\epsilon = 1,6$		$\epsilon = 1,43$		$\epsilon = 1,2$	
		$\tau_{нг}$	$\Delta\tau$	$\tau_{нг}$	$\Delta\tau$	$\tau_{нг}$	$\Delta\tau$	$\tau_{нг}$	$\Delta\tau$	$\tau_{нг}$	$\Delta\tau$	$\tau_{нг}$	$\Delta\tau$
880	495	617	122	585	90	547	52	587	92	570	75	540	45
425	338	390	52	376	38	360	22	377	39	369	31	357	19
280	255	289	28	276	21	267	12	278	23	274	19	256	11

На рисунке 3 приведены расчеты изменений $\tau_{нп}$ при снижении забойного давления ниже $P_{нас}$ при значениях начальной нефтенасыщенности пласта $K_H = 76-50 \%$. Из этих данных следует, что значение $\tau_{нп}$ возрастает с увеличением депрессии на пласт и зависит от величины его начальной нефтенасы-

шенности. Наибольший эффект при оценке текущего насыщения разреза можно ожидать в коллекторах с начальной нефтенасыщенностью от 70 % и выше и при объемном коэффициенте газа свыше 1,2, а также при наибольшей депрессии на пласте.

Технология исследования разгазируемых пластов в разрезе скважины связана с проведением измерений нейтронным каротажем НК_r на двух режимах: в действующей и кратковременно остановленной скважине. Повторные измерения против одних и тех же пластов сравниваются между собой, и по изменению показаний радиоактивных методов проводится оценка текущего насыщения исследуемого разреза. При пластовых давлениях равных или ниже давления насыщения определение текущего газо-, нефте- и водонасыщения проводится по значениям среднего времени жизни тепловых нейтронов против пластов, исследуемых методом импульсного нейтронного каротажа ИНК [2].

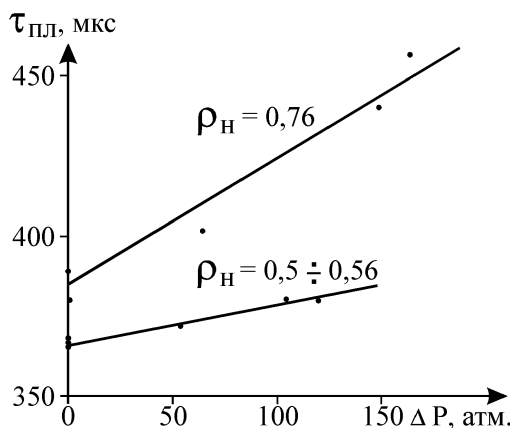


Рис. 3. Зависимость среднего времени жизни тепловых нейтронов $\tau_{пл}$ от депрессии ΔP на пласт при давлениях ниже $P_{нас}$

Рассмотрим другую возможность оценки неоднородного потока при разгазировании нефтяного пласта. С этой целью в геофизике используют термоанемометр, определяющий изменение температурного перепада Δt в зависимости от скорости потока флюида [2]. Температурный перепад ΔT связан с

коэффициентом теплопроводности λ соотношением: $\Delta t = \frac{J^2 R_0}{\lambda F - J^2 R_0 \beta}$, где

J – сила тока; R_0 – сопротивление нагревательного датчика; F – площадь поверхности датчика; β – термический коэффициент сопротивления материала датчика.

Проведем расчет изменений Δt при фильтрации нефти с газом, когда состав флюида в скважине видоизменяется от «чистой нефти» ($\gamma = 0$) до свободного газа ($\gamma = 1$), где γ – газосодержание нефти. При этом пластовые давления составляли 50, 100, 150, 200 и 250 атм. При определении коэффициента теплопроводности двухфазной среды использовались экспериментальные данные Ю.А. Балакирева [1].

Результаты расчетов $\Delta t = f(K_r)$ представлены на рисунке 4. Из них следует:

- изменение температурного перепада от газосодержания нефти имеет две ветви – восходящую (при $\gamma = 0,15-0,3$) и нисходящую (при $\gamma = 0,3-0,5$), при

этом наклон кривой Δt тем круче, чем меньше дебит флюида и пластовое давление;

- с увеличением пластового давления показания термоанемометра уменьшаются более чем в 1,5 раза при дебите 2,5 т/сут. и изменении газосодержания смеси от 0,15 до 0,5; с увеличением отбора нефти до 15 т/сут. изменение температурного перепада снижается в 1,2–1,3 раза.

На основании изложенного можно утверждать, что при исследовании нефтегазовых скважин увеличение температурного перепада свидетельствует о наличии газовой фазы, местоположение которой определяется газонефтяным контактом ГНК. Комплекс исследований скважин с неоднородным потоком флюида должен включать:

- методы текущей оценки насыщения пластов, независимо от минерализации пластовых или закачиваемых вод – нейтронный каротаж НК и импульсный нейтронный каротаж ИНК;
- методы оценки интервалов притока флюидов – термометр, термоанемометр, влагомер, датчик давления, гамма-каротаж ГК.

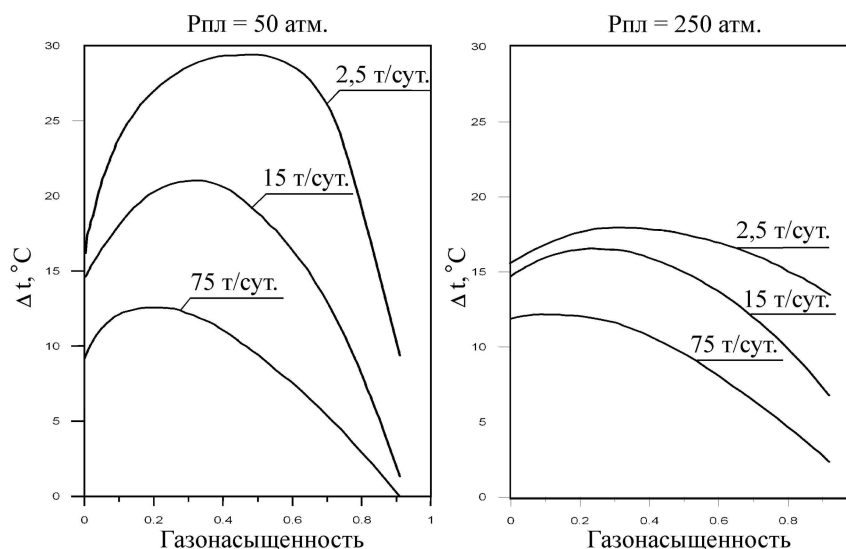


Рис. 4. Температурный перепад Δt в пласте при изменении газонасыщенности нефтей γ и пластового давления $P_{пл}$ [2]

Таким образом, на основании выполненных исследований показана возможность оценки текущего насыщения нефтегазовых пластов при измерениях среднего времени жизни тепловых нейтронов и температурных перепадов по комплексу геофизических измерений в действующих нефтяных скважинах.

Список литературы

1. Балакиров Ю. А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежах : монография / Ю. А. Балакиров. – М. : Недра, 1969. – 189 с.
2. Коноплев Ю. В. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений : учеб. пос. / Ю. В. Коноплев. – Краснодар : КубГУ, 2006. – 200 с.
3. Усенко В. Ф. Исследование нефтяных месторождений при давлениях ниже давления насыщения : монография / В. Ф. Усенко. – М. : Недра, 1967. – 260 с.

References

1. Balakirov Ju. A. Termodinamicheskie issledovanija fil'tracii nefti i gaza v zalezah : monografija / Ju. A. Balakirov. – M. : Nedra, 1969. – 189 s.
2. Konoplev Ju. V. Geofizicheskie metody kontrolja za razrabotkoj neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij : ucheb. pos. / Ju. V. Konoplev. – Krasnodar : KubGU, 2006. – 200 s.
3. Usenko V. F. Issledovanie neftjanyh mestorozhdenij pri davlenijah nizhe davlenija nasywenija : monografija / V. F. Usenko. – M. : Nedra, 1967. – 260 s.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТАВА НЕФТЕЙ, ГАЗА И КОНДЕНСАТА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПОБЕРЕЖЬЯ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Смирнова Татьяна Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Андрей Олегович, старший преподаватель, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Серебряков Олег Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Распределение залежей углеводородов в пределах вала Карпинского имеет определенную тенденцию. При движении с юга на север отмечается четкая закономерность в зональности залежей нефти и газа по геологическому разрезу. Изменение плотности большинства нефтей с глубиной залегания и зависимость свойств углеводородов от термодинамических условий.

Ключевые слова: вал Карпинского, отложения, углеводороды, нефть, газ, конденсат, Каспийское море.

GEOCHEMICAL PATTERNS OF CHANGES IN THE COMPOSITION OF OIL, GAS AND CONDENSATE FIELDS IN WESTERN CASPIAN SEA

Smirnova Tatiana S., C.Sc. in Geology and Minerology, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Andrei O., Senior Lecturer, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Serebryakov Oleg I., D.Sc. in Geology and Minerology, Professor, Head of Chair, Astrakhan State University, 1 Shaumjan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

The distribution of hydrocarbons within the shaft Karpinski is a definite trend. When moving from south to north has been a clear pattern of zonation in the oil and gas deposits on the geological section. Changing the density of the majority of oils with depth and the dependence of properties of hydrocarbons on the thermodynamic conditions.

Key words: shaft Karpinskogo, sediment, hydrocarbons, oil, gas, condensate, the Caspian Sea.

Продуктивные залежи Прикумского района выявлены по всему разрезу отложений триасового, юрского, нижне- и верхнемелового, а также палеогенового комплексов. В зоне сочленения вала Карпинского с Маньчским прогибом (Комсомольско-Артезианская группа) залежи углеводородов обнаружены в байосских и нижнеаптских отложениях. На южном склоне вала Карпинского, в Каспийско-Камышанской зоне основная масса скоплений углеводородов приурочена к апт-неокомским, а в западной части вала Карпинского – к