

УДК 553.98:519.22

А.Н. Янин, генеральный директор ООО «Проектное бюро «ТЭРМ»; e-mail: Term@tmn.ru; term-pb@ruscom.ru

О НЕОБХОДИМОСТИ ИЗУЧЕНИЯ НЕОДНОРОДНОСТИ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГЕОСТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Современный этап проектирования разработки нефтяных месторождений в России характеризуется повсеместным применением трехмерного цифрового геолого-гидродинамического моделирования. Причем, несмотря на весьма скромное обеспечение моделей исходной геолого-промысловой информацией, требования к качеству создаваемых 3D-моделей в последнее время в отрасли повышаются.

Ключевые слова: геостатистика, месторождение нефти, продуктивный пласт, пропласток, многопластовый объект, послойная неоднородность, коэффициент заводнения, нефтеотдача

Цель статьи состоит в том, чтобы показать, что наряду с массовым внедрением современных цифровых 3D-моделей весьма полезно применять и апробированные за историю проектирования разработки нефтяных месторождений в России геостатистические методы оценки неоднородности как отдельных продуктивных пластов, так и многопластовых объектов [1–4, 5].

Что же такое неоднородность? Специалисты понимают это по-разному. В общем виде, очевидно, можно сформулировать следующим образом: «Неоднородность пластов есть отсутствие однородности их свойств». Достаточно полная характеристика неоднородности дана в 1975 г. известным тюменским ученым-геологом Л.Ф. Дементьевым: «Под геологической неоднородностью пласта предлагается понимать непостоянство, изменчивость, как по площади, так и по разрезу, литологической характеристики и физических свойств пород, слагающих пласт».

Чрезмерное увлечение методами 3D-моделирования иногда приводит к парадоксальным результатам. Молодые «модельеры», не владеющие навыками независимой оценки параметров неоднородности пластов, не

могут доходчиво объяснить причины низких КИН, получаемых на залежах со сложными геологическими условиями. К последним можно отнести как массивные залежи нефти, водонефтяные и подгазовые зоны, нефтяные оторочки, так и многопластовые и многослойные объекты разработки, разбуренные одной сеткой скважин.

Приведем пример из практики. На рассмотрение ЗСТО ЦКР Роснедр по УВБ в г. Тюмени в июне 2012 г. был представлен проектный документ по одному из старых месторождений Урайского района ХМАО. Эксплуатационный объект (ЭО) объединяет здесь 4 пласта: П, Т₁, Т₂ и КВ. Средневзвешенная по ЭО пористость – 18%, проницаемость – 22 мД, нефтенасыщенность – 60%, расчлененность объекта очень высокая – 12–13. Средневзвешенный по запасам пластов коэффициент вытеснения составляет 0,437. Тем не менее за 40 лет эксплуатации по месторождению достигнут крайне низкий текущий КИН – 0,153 при конечном – 0,182. Почему же так мал КИН, полученный недропользователем в рассматриваемых условиях?

Если исходить из данных только 3D-моделирования, т.е. двухчленной формулы: $K_{ИН} = K_{ВЫТ} \times K_{ОХВ}$, то текущий

коэффициент охвата ($K_{ОХВ}$) составит 0,35, а конечный – 0,416. Между тем сетка разбуривания объекта достаточно плотная – до 14 га/скв. Где же потеряна нефтеотдача? Объяснить это, опираясь только на данные 3D-моделирования, авторы проекта не смогли.

Для понимания процесса в данном случае специалистам необходимо было бы, на наш взгляд, использовать и другие – статистические (более дифференцированные) геологические подходы. Например, обратиться к незаслуженно, по нашему мнению, отвергнутой ЦКР трехчленной формуле коэффициента нефтеизвлечения:

$$K_{ИН} = K_{ВЫТ} \times K_{ОХВ} \times K_{ЗАВ} \quad (1)$$

где: $K_{ОХВ}$ – коэффициент охвата воздействием, оцениваемым известными методами геостатистики по зависимостям В.А. Бадьянова [5], А.Н. Юрьева и др.; $K_{ЗАВ}$ – коэффициент заводнения (т.е. использования подвижных запасов нефти), определяемый по эмпирическим формулам В.Д. Лысенко [1–4].

Анализ трехчленной формулы позволяет наглядно продемонстрировать, что основная причина низкой фактической (и конечной) нефтеотдачи рассматриваемого объекта ТПП «Урайнефтегаз» заключается вовсе не в низком гео-

метрическом «охвате» объекта сеткой скважин, а в неэффективном заводнении многопластового объекта. Конечный $K_{зав}$ здесь, по-видимому, не превышает 0,6, что связано с огромной общей неоднородностью объекта (очевидно, $V^2_{общ} > 4$). К сожалению, эти параметры многие современные «модельеры» попросту не используют.

Приведенный выше пример по месторождению ТПП «Урайнефтегаз» свидетельствует о необходимости «реабилитации» такого важного составляющего КИН, как коэффициент заводнения, волевым порядком отмененный ЦКР.

Сейчас у многих «модельеров» исчезли навыки сколь-нибудь содержательно-осмысленного использования таких характеристик неоднородности продуктивных пластов, как прерывистость и послойная неоднородность. Такой важнейший показатель, определяющий процесс нефтеизвлечения, как коэффициент охвата объекта процессом заводнения (фильтрации, выработки) современные «модельеры» способны оценить лишь «схолостическим» способом – т.е. элементарным делением КИН на $K_{выт}$. Получается, что кроме одного базового параметра – $K_{выт}$ который и сам-то нередко обосновывается весьма приблизительно, «модельеры» не оперируют более никакими, независимо вычисляемыми параметрами, характеризующими процесс нефтеизвлечения. При этом опытные профессионалы знают, что доверие к создаваемым 3D-моделям зачастую сильно преувеличено. В итоге теряется физически осмысленное понимание механизма нефтеизвлечения, в особенности из сложных эксплуатационных объектов.

За 20-летний период работы в составе ТО ЦКР по ХМАО и ЗСТО ЦКР Роснедр в г. Тюмени автору нечасто приходилось слышать, чтобы докладчики оперировали таким количественным показателем неоднородности пластов, как послойная неоднородность $V^2_{посл}$ по В.Д. Лысенко. Между тем этот параметр весьма важен и исключительно удобен для сравнения между собой как отдельных продуктивных пластов, так и многопластовых объектов нефтяных месторождений и в западносибирском регионе и в других районах страны.

Примерами обоснованного применения геостатистических подходов к реше-

нию вопросов анализа разработки таких сложных уникальных месторождений, как Ромашкинское и Приобское, могут служить публикации [6, 7]. Но в целом это достаточно редкие образцы грамотного использования методов геостатистики в нефтепромысловой практике. С таким развитием событий вряд ли можно согласиться. Совершенно очевидно, что параллельно с 3D-моделированием разработки проектантам следует шире применять известные геостатистические способы оценки неоднородности продуктивных пластов.

Из различных показателей неоднородности на динамику обводнения пластов, величину $K_{зав}$ и КИН, кроме соотношения вязкостей нефти и воды (μ_0), в значительной степени влияет послойная неоднородность $V^2_{посл}$. В геологическом понимании послойная неоднородность связана с изменчивостью литолого-фациальных характеристик пласта, она отражает вариацию величин проводимости ($K \cdot h$) пропластков в разрезе. Согласно многократно опубликованной, можно сказать классической методике В.Д. Лысенко, $V^2_{посл}$ вначале рассчитывают в каждой отдельной скважине по данным параметров ГИС:

$$V^2_{послj} = \frac{\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times (K_{при})^2}{\left(\sum_{i=1}^{n_j} P_i \times K_{при}\right)^2}, \quad (2)$$

где: n_j – число проницаемых прослоев в скважине j ; $K_{при}$ – проницаемость i -того пропластка в скважине j , мД.

Показатель P_i находится из выражения:

$$P_i = \frac{n_j}{h_i / \sum_{i=1}^{n_j} h_i}, \quad (3)$$

где: n_j – толщина i -того пропластка в скважине j , м; $\sum_{i=1}^{n_j} h_i$ – сумма толщин проницаемых пропластков в скважине j , м. Затем рассчитывается коэффициент послойной неоднородности для совокупности всех рассмотренных скважин на залежи, участке, блоке, зоне и т.п.:

$$V^2_{посл} = \frac{\sum_{i=1}^m V^2_{послj}}{m}, \quad (4)$$

где: m – количество выбранных для исследования скважин.

Далее, в качестве наглядного примера технологии использования параметра $V^2_{посл}$ для характеристики геологии одно- и многопластовых объектов

рассмотрим процедуру изучения послойной неоднородности одного из известных многопластовых газонефтяных месторождений Казахстана (условно назовем его «КМК»). В процессе исследования послойная неоднородность была максимально дифференцирована здесь по элементам неоднородности: пластам, объектам, участкам, зонам насыщения и т.п., а затем увязана с результатами разработки этих участков. При расчетах $V^2_{посл}$ пластов были обработаны данные ГИС по 442 скважинам месторождения. Отметим, что очень важную роль в оценке параметра $V^2_{посл}$ играет достоверность петрофизических зависимостей, используемых при интерпретации ГИС.

В расчетах были выделены следующие геологические элементы месторождения:

- 1) пласт M_1 ; 2) пласт M_2 ; 3) объект $M_1 + M_2$, в т.ч. конкретно в зоне совместного залегания пластов; 4) пласт $Ю_1$; 5) пласт $Ю_2$; 6) объект $Ю_1 + Ю_2$, в т.ч. по зоне совместного залегания этих пластов; 7) пласт $Ю_3$; 8) пласт $Ю_4$.

Подчеркнем, что расчет послойной неоднородности проведен* как в целом – по всему геологическому разрезу коллекторов (нефть + газ + вода), так и отдельно по нефтенасыщенным, газонасыщенным и водонасыщенным интервалам пластов. Для исследования в пластах было выделено четыре зоны: чисто нефтяная (ЧНЗ), водонефтяная (ВНЗ), чисто газовая (ЧГЗ) и газоводонефтяная (ГВНЗ). По нефтенасыщенной части разрезов $V^2_{посл}$ оценена отдельно по скважинам – как добывающего, так и нагнетательного фонда пластов и объектов (табл. 1).

При оценке $V^2_{посл}$ пластов из совокупной выборки были исключены скважины, имеющие недостоверные (аномально высокие) значения $V^2_{посл}$ – от 3,6 до 18. Количество таких скважин невелико и составляет по пластам: M_1 – 1 скважина; M_2 – нет; $Ю_1$ – 7; $Ю_2$ – 1; $Ю_1 + Ю_2$ – 13; $Ю_3$ – 1; $Ю_4$ – нет. Отметим, что учет (включение в расчеты) аномальных значений $V^2_{посл}$ увеличило бы ее по объекту M_{1-2} на 15%, $Ю_1$ – на 32%, $Ю_{1-2}$ – на 31%. Это, в свою очередь, при-

* В расчетах принимала участие О.Н. Босых (ООО «ПБ «ТЭРМ»).

Таблица 1. Послойная неоднородность нефтенасыщенной части разреза пластов месторождения «КМК»

Пласт, объект, зона	Добывающие		Нагнетательные		В целом по фонду скважин				
	$V^2_{\text{посл}}$ доли ед.	Кол-во скважин	$V^2_{\text{посл}}$ доли ед.	Кол-во скважин	$V^2_{\text{посл}}$ доли ед.	Кол-во сква- жин	Кол-во пропласт- ков в скважинах		Всего про- пластков
							max	среднее	
M_1	0,441	96	0,297	27	0,409	123	10	3,31	407
M_2	0,16	19	0,172	5	0,163	24	5	1,96	47
Объект M_{1-2} в целом	0,473	96	0,345	27	0,436	128	13	3,55	454
В зоне совместного залегания M_1 и M_2	0,546	23	0,677	5	0,591	31	13	4,65	144
$Ю_1$	0,738	173	0,777	39	0,749	209	13	3,73	780
$Ю_2$	0,491	139	0,403	22	0,477	161	10	2,8	451
Объект $Ю_{1-2}$ в целом	0,957	170	0,874	40	0,951	212	16	5,81	1231
В зоне совместного залегания $Ю_1$ и $Ю_2$	1,076	130	0,691	21	1,022	161	16	6,5	1049
$Ю_3$	0,428	72	0,457	16	0,433	88	11	3,23	284
$Ю_4$	0,767	3	-	-	0,964	10	13	4,3	43
В целом по месторождению						442	16	4,6	2012

вело бы к снижению конечного $K_{\text{зав}}$ до уровня 0,80–0,85, а значения расчетного конечного КИН – до 0,5–0,53 при утвержденной нефтеотдаче – 0,6.

После проведения расчетов выяснилось, что в порядке возрастания значений $V^2_{\text{посл}}$ пласты расположились следующим образом: M_2 – 0,16; M_1 – 0,41; $Ю_3$ – 0,43; $Ю_2$ – 0,48; $Ю_1$ – 0,75; $Ю_4$ – 0,96. Видно, что юрские пласты характеризуются повышенной послойной неоднородностью. Объединение двух пластов в общий эксплуатационный объект увеличивает суммарную послойную неоднородность (в зоне совместного залегания) примерно на 30–36% (отн.) по сравнению с $V^2_{\text{посл}}$ наихудшего по слоистости из объединяемых пластов. Подобное объединение отрицательно влияет на $K_{\text{зав}}$ и КИН совместно разрабатываемых пластов, снижая их величины примерно на 10% (отн.).

Попутно отметим, что по пласту M_1 контурные нагнетательные скважины имеют $V^2_{\text{посл}}$ примерно в 1,5 раза ниже, чем добывающий фонд «внутри» залежи. Это соответствующим образом влияет на эффективность заводнения пластов.

Далее на основе параметров, рассчитанных по каждой скважине, были построены карты зонального распределения параметра $V^2_{\text{посл}}$ по площади

залежей, эти карты были использованы при планировании ГТМ и МУН (рис. 1). Рассмотрим подробнее характеристики неоднородности пластов и объектов.

Пласт M_1 (нефтенасыщенная часть). Исследовано 407 проницаемых пропластков в 123 скважинах. Максимальная расчлененность пласта – 10, средняя – 3,3. Толщина одного пропластка изменяется от 0,4 до 9,1 м, в среднем – 2 м. В целом по пласту $V^2_{\text{посл}}$ составляет 0,41, в т.ч. по ЧНЗ – 0,39, ВНЗ – 0,42. Число скважин с невысокой $V^2_{\text{посл}}$ ($< 0,2$) составляет 41%, а с высокой ($> 0,5$) – 20% от общего числа рассмотренных скважин. Таким образом, пласт M_1 характеризуется умеренной (но все же достаточно выраженной) послойной неоднородностью коллекторов.

Пласт M_2 . Изучено 47 проницаемых пропластков в 24 скважинах. Максимальное количество пропластков в скважинах достигает 5, в среднем ~ 2. Толщина одного пропластка варьирует от 0,6 до 10,8 м, средняя 3,1 м. Пласт отличается наименьшей $V^2_{\text{посл}} = 0,16$ из всех пластов месторождения «КМК». По пласту M_2 70% скважин имеет $V^2_{\text{посл}} \leq 0,2$. Таким образом, пласт M_2 является (послойно) очень однородным объектом.

Объект $M_1 + M_2$. Далее была изучена зона непосредственно совместного (в плане) залегания залежей пластов M_{1-2}

(рис. 2а). В указанной зоне обработаны данные по 144 нефтенасыщенным пропласткам в 31 скважине. Наибольшее количество песчаных пропластков достигает здесь 13, среднее – 4,7. Толщина одного пропластка варьирует от 0,6 до 10,6 м при средней 2,8 м; $V^2_{\text{посл}} = 0,52$, что на 26% выше, чем по «худшему» составляющему пласту M_1 . Отмеченное осложнит выработку запасов нефти в рассматриваемой многопластовой зоне. Кроме того, участок совместного залегания пластов M_{1-2} характеризуется также и ухудшенной структурой распределения скважин по параметру $V^2_{\text{посл}}$ по: менее 0,2 – 26%, 0,2–0,5 – 32%, более 0,5 – 42% скважин.

Пласт $Ю_1$ (нефтенасыщенная часть). Обработаны данные по 209 скважинам с общим количеством пропластков – 780. Максимальная расчлененность – 13, средняя – 3,7. Толщина одного проницаемого нефтенасыщенного пропластка изменяется от 0,3 до 16,2 м, составляя в среднем 1,6 м. В целом по пласту $Ю_1$ параметр $V^2_{\text{посл}}$ весьма высок – 0,75, в т.ч. по ЧНЗ – 0,77, по ВНЗ – 0,6. Кроме того, пласт $Ю_1$ отличает весьма неблагоприятная («растянутая») структура распределения скважин по величине $V^2_{\text{посл}}$: до 0,2 – 28%, от 0,2 до 0,5 – 22%, 0,5–1 – 22%, а более 1 – 28% скважин.

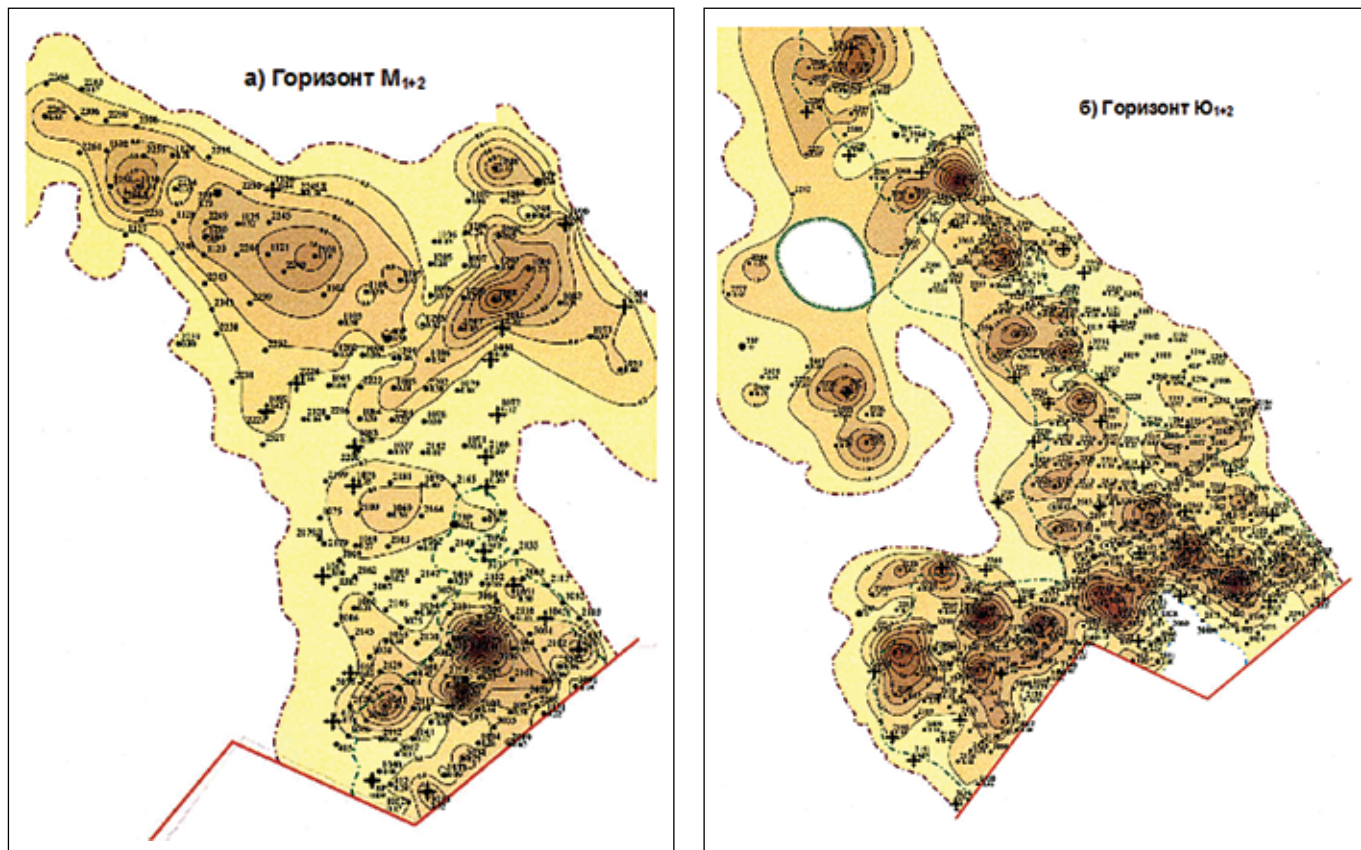


Рис. 1. Месторождение «КМК». Карта $V^2_{\text{посл}}$ по нефтенасыщенной части разреза эксплуатационных объектов

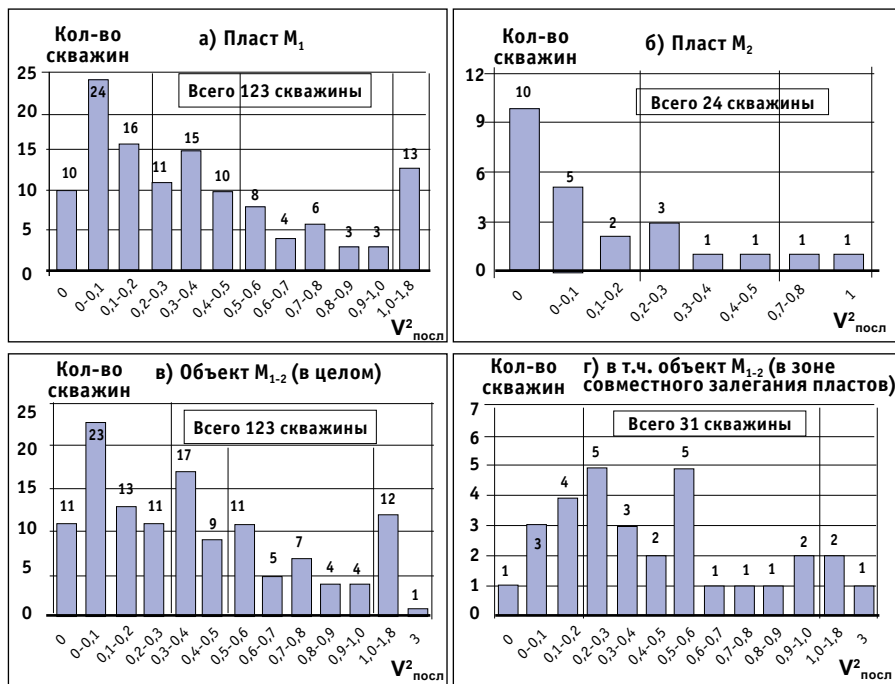


Рис. 2. Распределение скважин пластов M₁, M₂ и объекта M₁ + M₂ по величине $V^2_{\text{посл}}$

Пласт Ю₂ (нефтенасыщенная часть). Изучен 451 песчаный пропласток в 161 скважине. Максимальная расчлененность – 10, средняя – 2,8. Толщина проницаемого прослоя изменяется от 0,3

до 11 м при средней – 2,2 м. В целом по пласту Ю₂ параметр $V^2_{\text{посл}}$ достаточно умеренный – 0,48, в т.ч. по ЧНЗ – 0,51, по ВНЗ – 0,34. Этот пласт слоисто более однороден и подобен пласту M₁: $V^2_{\text{посл}}$

менее 0,2 имеет 41%, 0,2–0,5 – 27%, 0,5–1 – 18%, а более 1 – 14% скважин. В целом по эксплуатационному объекту Ю₁₋₂ в нефтенасыщенной части разреза пластов обработаны данные по 1231 пропластку в 212 скважинах. Максимальная расчлененность – 16, средняя – 5,8. Толщина одного нефтенасыщенного пропластка изменяется от 0,3 до 16,2 м, средняя – 1,8 м. В целом по горизонту Ю₁₋₂ параметр $V^2_{\text{посл}}$ оказался больше, чем по худшему (из составляющих этот объект) пласту Ю₁, на 27% и составляет 0,95, в т.ч. по ЧНЗ – 1,02, по ВНЗ – 0,81.

Кроме того, из общего эксплуатационного объекта Ю₁₋₂ «вырезана» и изучена непосредственная зона, где оба пласта Ю₁ и Ю₂ в плане залегают совместно (рис. 3б). Указанная зона имеет максимально высокую послонную неоднородность $V^2_{\text{посл}} = 1,02$, что на 13% выше, чем по всей площади нефтеносности рассматриваемого объекта Ю₁₋₂. Зона совместного залегания пластов Ю₁₋₂ характеризуется наихудшей из всех объектов (т.е. крайне «растянутой») структурой распределения скважин по величине $V^2_{\text{посл}}$: менее 0,2 – лишь 6%,

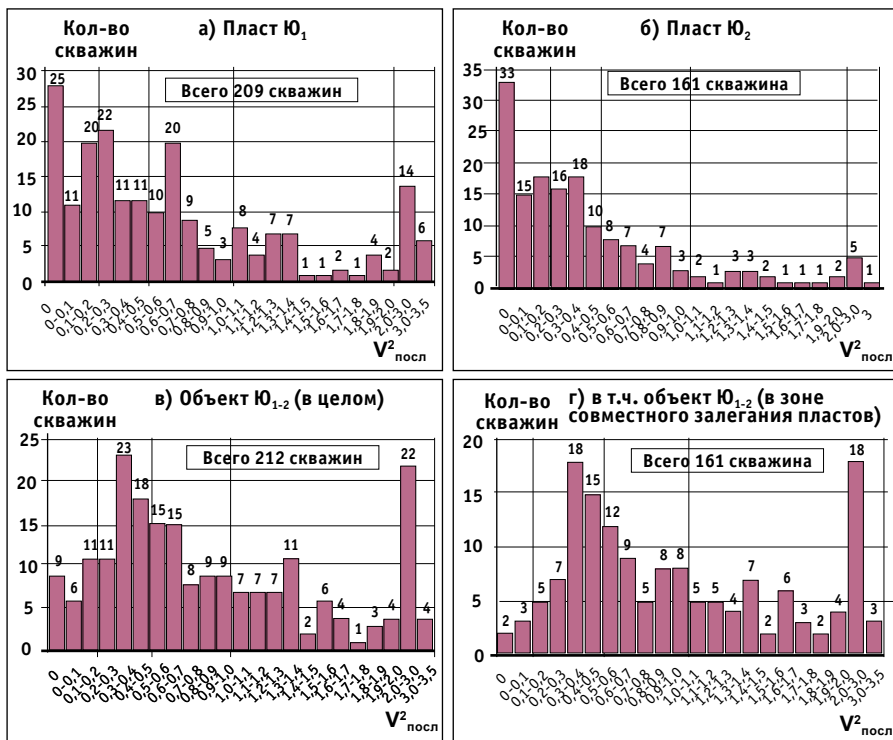


Рис. 3. Распределение скважин пластов Ю₁, Ю₂ и объекта Ю₁ + Ю₂ по величине $V^2_{\text{посл}}$

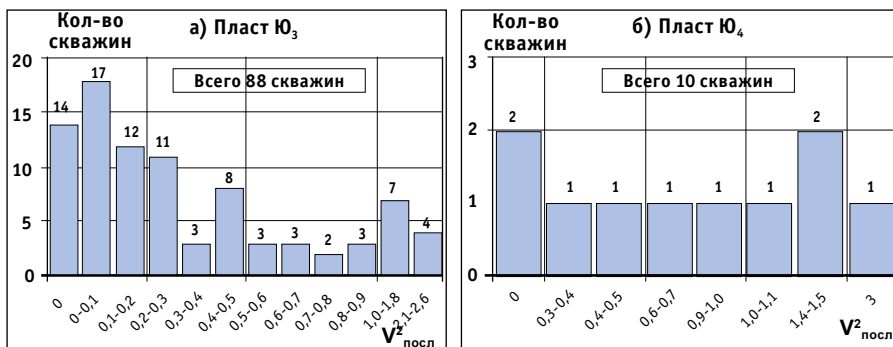


Рис. 4. Распределение скважин пластов Ю₃ и Ю₄ по величине $V^2_{\text{посл}}$

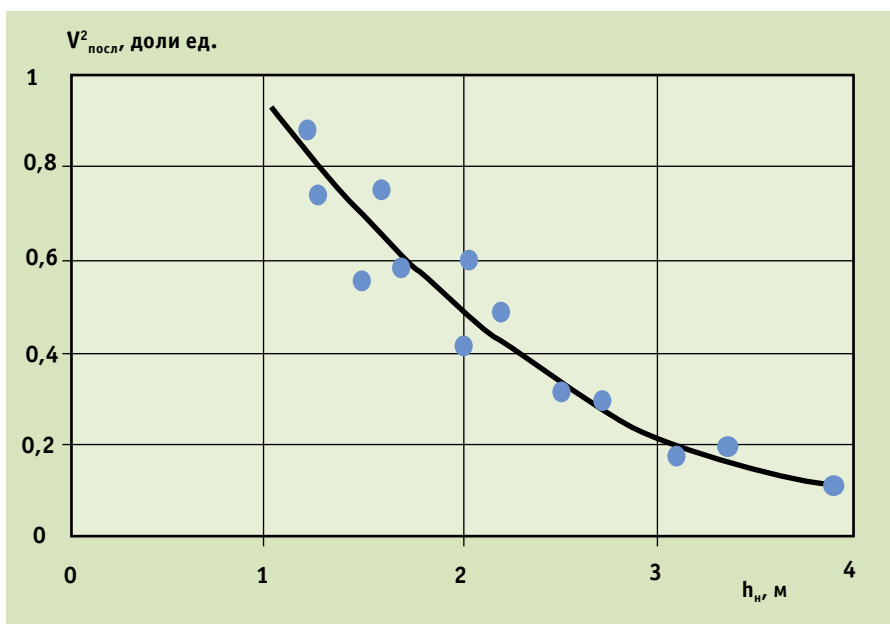


Рис. 5. Приближенная зависимость послойной неоднородности $V^2_{\text{посл}}$ от средней толщины одного проницаемого пропластка h_n некоторых объектов

0,2–0,5 – 25%, 0,5–1 – 26%, более 1–2 – 24%, а более 2 – 19% скважин.

Пласт Ю₃ (нефтенасыщенная часть). Изучено 284 проницаемых пропластка в 88 скважинах. Количество проницаемых пропластков достигает 11, в среднем – 3,2. Нефтенасыщенная толщина пропластка варьирует в диапазоне 0,4–15,9 м, средняя – 3,6 м. Пласт характеризуется умеренной $V^2_{\text{посл}} = 0,43$, в т.ч. по ЧНЗ – 0,53, по ВНЗ – 0,27. Пласт Ю₃ имеет удовлетворительное распределение скважин по параметру $V^2_{\text{посл}}$: менее 0,2 – 50%, 0,2–0,5 – 25%, 0,5–1 – 12%, более 1 – 13% скважин.

Пласт Ю₄ изучен по 43 пропласткам в 10 скважинах. Количество пропластков в скважинах доходит до 13, в среднем – 4,3. Их толщина изменяется от 0,6 до 5,4 м, средняя – 1,8 м. Послойная неоднородность пласта весьма велика: $V^2_{\text{посл}} = 0,96$, в т.ч. по ЧНЗ – 0,69, по ВНЗ – 1,25, ГВНЗ – 0,9. Таким образом, небольшой самостоятельный пласт Ю₄ наиболее послойно неоднороден, не считая зоны совместного залегания пластов Ю_{1–2} ($V^2_{\text{посл}} = 1,02$).

Анализ полученных величин параметра $V^2_{\text{посл}}$ (табл. 1 и 2) показывает, что имеющаяся на месторождении «КМК» послойная неоднородность пластов, в основном выше, чем, например, по месторождениям Западной Сибири, в особенности по тем, где ожидается наиболее высокий конечный КИН (Усть-Балыкское, объект БС_{1–4} – КИН – 0,60). Это говорит о том, что обеспечение утвержденной нефтеотдачи – 0,6 по месторождению «КМК» представляет собой весьма сложную задачу, даже в условиях фактически сложившейся предельно плотной сетки – 12–25 га/скв. Полученные при статистической обработке данные о слоистой неоднородности пластов разрабатываемого месторождения «КМК» были учтены в дальнейшем при планировании таких мероприятий, как:

- бурение новых (совместных или раздельных) скважин;
- разукрупнение объектов в зонах совместного залегания пластов;
- приобщение пластов в пробуренных скважинах;
- применение оборудования ОРД;
- применение оборудования для одновременно раздельной закачки;
- организация дифференцированной закачки воды в ухудшенные пласты;

Таблица 2. Послойная неоднородность пластов и объектов некоторых месторождений Западной Сибири и других районов

Номер группы	Пласт, объект, площадь	Месторождение, участок	$V^2_{\text{посл}}$ доли ед.
1	БС ₄	Усть-Балыкское	0,079
	БС ₁	Усть-Балыкское	0,099
2	ЮВ ₁	Пылинское	0,130
	БС ₂₋₃	Усть-Балыкское	0,179
3	Пласты БС ₁₋₃	Усть-Балыкское	0,227
	П	Мортымья-Тетеревское	0,270
	БВ ₂	Нонг-Еганское	0,276
	Горизонт БС ₁₀	Мамонтовское	0,284
	Объект БС ₁₋₄	Усть-Балыкское	0,291
	ЮВ ₁ ¹	Южно-Киньяминское	0,297
	АВ ₆	Аганское	0,300
4	Д1 (по В.Д. Лысенко)	Ромашкинское	0,300
	БС ₁₀	Федоровское	0,313
	Д1	Искандеровское (Башкортостан)	0,320
	АС ₁₁	Назаргалеевское	0,330
	ВК ₂	Пальяновский (сев.-восток) Л.У.	0,342
	Ю ₁	Восточно-Тарское	0,352
	АС ₁₀	Варягское	0,368
	БВ ₃	Нонг-Еганское	0,399
	ЮВ ₁₁	Нонг-Еганское	0,411
	АС ₁₂	Приобское (ЮЛТ)	0,427
	БВ ₇	Нонг-Еганское	0,460
	ЮС ₁ ¹	Западно-Асомкинское	0,463
	АС ₁₀	Приобское (ЮЛТ)	0,463
	ВК ₁	Восточно-Каменное	0,480
	ВК ₁₋₂	Пальяновский (сев.-восток) Л.У.	0,484
	БВ ₀	Западно-Ермаковское	0,498
	5	ВК ₁	Пальяновский (сев.-восток) Л.У.
АВ ₃		Западно-Ермаковское	0,544
Объект ЮК ₂₋₁₀		Восточно-Каменное	0,550
ЮК ₁₀		Восточно-Ингинский Л.У.	0,557
АВ ₇₋₈		Западно-Ермаковское	0,565
АС ₁₀ ²		Тромъеганское	0,575
6	АС ₁₀ ¹⁻²	Восточно-Тромъеганское	0,597
	Объект ЮК ₂₋₉	Поттымско-Ингинский Л.У.	0,606
	Абдрахмановская пл. [6]	Ромашкинское	0,670
	Объект АВ ₁ ³ +АВ ₂ ¹	Западно-Ермаковское	0,721
	Объект АС ₁₀ -АС ₁₂	Приобское (ЮЛТ)	0,739
	БВ ₆	Нонг-Еганское	0,745
	Объект ЮК ₂₋₁₀	Восточно-Ингинский Л.У.	0,866
	Окремненный песчаник	Хасси-Мессауд (по В.Д. Лысенко): m = 8%; K = 5 мД	1,0

• потокорегулирование в пластах через совместные нагнетательные скважины. Таким образом, проведенное детальное изучение неоднородности пластов месторождения «КМК» имеет конкретное практическое применение.

Вряд ли можно установить какие-либо универсальные и достаточно точные зависимости параметра $V^2_{\text{посл}}$ от других геологических характеристик продуктивных пластов различных месторождений. Однако некоторые тенденции здесь все же существуют. Например, чем выше песчаность пласта, тем ниже $V^2_{\text{посл}}$. И наоборот, чем выше расчлененность пласта, тем выше его $V^2_{\text{посл}}$.

Прослеживается также и некоторая общая тенденция: чем выше средняя толщина одного проницаемого пропластка, тем ниже послойная неоднородность пласта (объекта) (рис. 5).

По всей видимости, границей между прерывистыми, слоистыми пластами и более монолитными горизонтами является $V^2_{\text{посл}} = 0,5$, а средняя граничная толщина одного проницаемого пропластка при этом будет составлять 2 м.

ВЫВОДЫ

1. При проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений наряду с 3D-моделированием геологам и разработчикам рекомендуется шире использовать известные геостатистические методы оценки неоднородности, в особенности многопластовых объектов, водонефтяных и газонефтяных зон.

2. Показатель послойной неоднородности $V^2_{\text{посл}}$ (по В.Д. Лысенко) является универсальным критерием сравнения степени неоднородности различных пластов и многопластовых объектов.

3. По данным изучения нефтенасыщенных толщин и проницаемости 2 тыс. пропластков месторождения «КМК» детально исследован параметр послойной неоднородности $V^2_{\text{посл}}$ оказывающий существенное влияние на величину коэффициентов заводнения и нефтеотдачи пластов и объектов.

4. По величине $V^2_{\text{посл}}$ пласты месторождения «КМК» характеризуются:

M_2 – невысокой послойной неоднородностью ($V^2_{\text{посл}} = 0,16$);

$M_1, Ю_2$ и $Ю_3$ – средней послойной неоднородностью ($V^2_{\text{посл}} = 0,41-0,48$);

$Ю_1$ и $Ю_4$ – высокой послойной неоднородностью ($V^2_{\text{посл}} = 0,75-0,96$).

5. Полученные результаты необходимо учитывать при планировании ГТМ и мероприятий по совершенствованию системы разработки месторождения «КМК».

6. Приведены сведения о величине $V^2_{\text{посл}}$ некоторых объектов нефтяных месторождений Западной Сибири и других районов страны.

7. При анализе разработки сложнопостроенных ЭО рекомендуется тщательно исследовать такой важнейший параметр, как ожидаемый коэффициент заводнения (использования подвижных запасов).

ЛИТЕРАТУРА

1. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. – М.: Недра, 1982. – 239 с.
2. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 175 с.
3. Батулин Ю.Е. Определение коэффициента нефтеотдачи при внутриконтурном воздействии: Сб. трудов СибНИИП «Геология и разработка месторождений Западной Сибири», Тюмень, 1976. – Вып. 6. – С. 89–95.
4. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 2005. – 607 с.

5. Бадьянов В.А. Методы компьютерного моделирования в задачах нефтепромышленной геологии. – Тюмень: Изд-во ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2010. – 135 с.
6. Хисамов Р.С., Насыбуллина С.В., Латифуллин Ф.М. Влияние одновременно-раздельной эксплуатации на темпы отбора нефти и нефтеотдачу на примере Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 50–53.
7. Тимонов Н.В., Сергеев А.В., Ямалов Н.Р., Мусабиров Т.Р. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 38–40.

Fields development

On the need to study non-uniformity of multilayer formations of oil fields using geostatistical methods

A.N. Yanin, General Director of Design Bureau TERM LLC; e-mail: Term@tmn.ru; term-pb@ruscom.ru

The current stage of design of oil fields development in Russia is characterized by widespread use of three-dimensional digital geological and hydrodynamic modeling. Moreover, despite modest provision of models with the initial geological and commercial information, requirements to quality of 3D models recently created in the industry are being increased.

Keywords: geostatistics, oil field, producing layer, sublayer, multilayer formation, layer-by-layer non-uniformity, flooding factor, oil recovery ratio

References:

1. Mukharskiy E.D., Lysenko V.D. Proektirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy platformnogo tipa (Design of oil fields of platform type development). – Moscow: Nedra, 1982. – 239 p.
2. Lysenko V.D., Mukharskiy E.D. Proektirovanie intensivnykh sistem razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy (Design of intensive systems of oil fields development). – Moscow: Nedra, 1975. – 175 p.
3. Baturin Yu.Ye. Opredelenie koeffitsienta nefteotdachi pri vnutrikonturnom vozdeystvii (Determination of oil recovery ratio in case of contour exposure): Collected works of SibNIIP 'Geology and fields development in Western Siberia', Tyumen, 1976. – Issue 6. – P. 89–95.
4. Lysenko V.D., Graifer V.I. Ratsional'naya razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy (Rational development of oil fields). – Moscow: Nedra, 2005. – 607 p.
5. Bad'yanov V.A. Metody komp'yuternogo modelirovaniya v zadachakh neftepromyslovy geologii (Methods of computer modeling in the oil field geology). – Tyumen: Publishing house of the Regional State Unitary Enterprise 'Shadrinsky Printing House', 2010. – 135 p.
6. Khisamov R.S., Nasybullina S.V., Latifullin F.M. Vliyanie odnovremenno-razdel'noi ekspluatatsii na tempy otbora nefti i nefteotdachu na primere Romashkinskogo neftyanogo mestorozhdeniya (Influence of multi-level oil and gas recovery on rates of oil production and oil recovery in case of Romashkinskoye oil field) // Oil Industry. – 2013. – № 3. – P. 50–53.
7. Timonov N.V., Sergeev A.V., Yamalov N.R., Musabirov T.P. Vliyanie neodnorodnosti plasta na prognoznii koeffitsient izvlecheniya nefti na severnom litsenzionnom uchastke Priobskogo mestorozhdeniya (Influence of the layer non-uniformity on the estimated coefficient of oil extraction in the northern licensed area of Priobskoye field) // Oil Industry. – 2012. – № 11. – P. 38–40.



ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П. Крылова» (ОАО «ВНИИнефть»)

IV МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ

«Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»

18-19 сентября 2013 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство образования и науки РФ	ОАО «Зарубежнефть»
Министерство природных ресурсов и экологии РФ	ОАО «ВНИИнефть»
Министерство энергетики РФ	ОАО «РМНТК «Нефтеотдача»
ЦКР «Роснедра»	ОАО «Гипровостокнефть»

70 лет
ВНИИнефти

Научный Симпозиум проводится с привлечением широкого круга специалистов, как непосредственно занимающихся проблемами повышения КИН в научных подразделениях нефтяных компаний и институтов, так и промышленных работников, реализующих на практике технологии и методы повышения добычи нефти, с приглашением специалистов из нефтедобывающих стран СНГ.

ГЛАВНАЯ ТЕМА СИМПОЗИУМА - разработка месторождений с карбонатными и трещиноватыми коллекторами

18 сентября 2013 г.
Пленарное заседание – Современные достижения науки и техники в области ПНП и совершенствование управления проектами и ресурсами в нефтедобыче.

19 сентября 2013 г.
Тематические направления работы по секциям:
Секция №1 – Анализ состояния и опыт применения технологий и методов увеличения нефтеотдачи для разработки месторождений с карбонатными и трещиноватыми коллекторами в стране и за рубежом
Секция №2 – Анализ состояния и потенциала применения современных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях страны
Секция №3 – Результаты исследования механизмов извлечения нефти в конкретных геолого-физических условиях нефтяных месторождений в целях обоснования конкретных технологий и методов увеличения нефтеотдачи

Адрес: г. Москва, Дмитровский проезд, д. 10.
Телефон: (495) 748-39-61
E-mail: info@vniineft.ru
Web-сайт: www.vniineft.ru

Генеральный партнер:






на правах рекламы



KIOGE

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



ВЫСТАВКА

1-4

ОКТЯБРЯ 2013

Алматы • Казахстан

КЦДС «Атакент»

КОНФЕРЕНЦИЯ

3-4

ОКТЯБРЯ 2013

Алматы • Казахстан



на правах рекламы

www.kioge.ru

**ВЕДУЩЕЕ
НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ**

