

А.Н.Янин, генеральный директор ООО "Проектное бюро "ТЭРМ"

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.

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 это так: "неоднородность пластов – есть отсутствие однородности их свойств". Достаточно полная характеристика неоднородности дана в 1975 году 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 ("на пальцах") 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 УВС в г.Тюмени в июне 2012г. 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 только из данных только 3D-моделирования, т.е. двухчленной формулы: $КИН = K_{\text{выт}} \times K_{\text{охв}}$, то текущий коэффициент охвата ($K_{\text{охв}}$) составит 0,35, а конечный – 0,416. Между тем, сетка разбуривания объекта достаточно плотная – до 14 га/скв. Так где же потеряна нефтеотдача? Внятно объяснить причины крайне низкой нефтеотдачи (имея на руках только 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 отвергнутой ЦКР трехчленной формуле коэффициента нефтеизвлечения:

$$КИН = K_{\text{выт}} \times K_{\text{охв}} \times K_{\text{зав}}, \quad (1)$$

где: $K_{\text{охв}}$ – коэффициент охвата воздействием, оцениваемый известными методами геостатистики по зависимостям В.А.Бадьянова [5], А.Н.Юрьева и др.;

$K_{\text{зав}}$ – 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 геометрическом "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 отмененного ЦКР.

Сейчас у многих "модельеров" исчезли навыки сколь-нибудь содержательного, 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 "схоластическим" способом – т.е. элементарным делением КИН на $K_{выт}$. Получается, что кроме одного базового параметра – $K_{выт}$, который и сам-то нередко обосновывается весьма приближенно, модельеры не оперируют более никакими, независимо вычисляемыми параметрами, характеризующими процесс нефтеизвлечения. Между тем, 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 решению 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 нефтепромышленной 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:

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

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: $P_i = h_i / \sum_{i=1}^{n_i} h_i$, (3)

где: h_i – толщина i -того пропластка в скважине j , м;
 $\sum h_i$ – 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.:

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

где: m – количество выбранных для исследования скважин.

Далее, в качестве наглядного ("учебного") примера технологии использования параметра $V^2_{\text{посл}}$ 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 $V^2_{\text{посл}}$ пластов были обработаны данные ГИС по 442 скважинам месторождения. Отметим, что очень важную роль в оценке параметра $V^2_{\text{посл}}$ 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: чистонефтяная (ЧНЗ), водонефтяная (ВНЗ), чистогазовая (ЧГЗ) и газоводонефтяная (ГВНЗ). По нефтенасыщенной части разрезов $V^2_{\text{посл}}$ оценена отдельно по скважинам – как добывающего, так и нагнетательного фонда пластов и объектов (табл. 1).

При оценке $V^2_{\text{посл}}$ пластов из совокупной выборки были исключены скважины, имеющие недостоверные (аномально высокие) значения $V^2_{\text{посл}}$ – 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 $V^2_{\text{посл}}$ увеличило бы её по объекту M_{1-2} на 15%, $Ю_1$ – на 32%; $Ю_{1-2}$ – на 31%. Это, в свою очередь привело 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.).

^{*)} 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 скважин	Кол-во пропластков в скважинах		Всего пропластков
							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

Попутно отметим, что по пласту M_1 приконтурные 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 (см.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} (см.рис. 2^а). 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%, 0,2-05 – 32%, более 0,5 – 42% скважин.

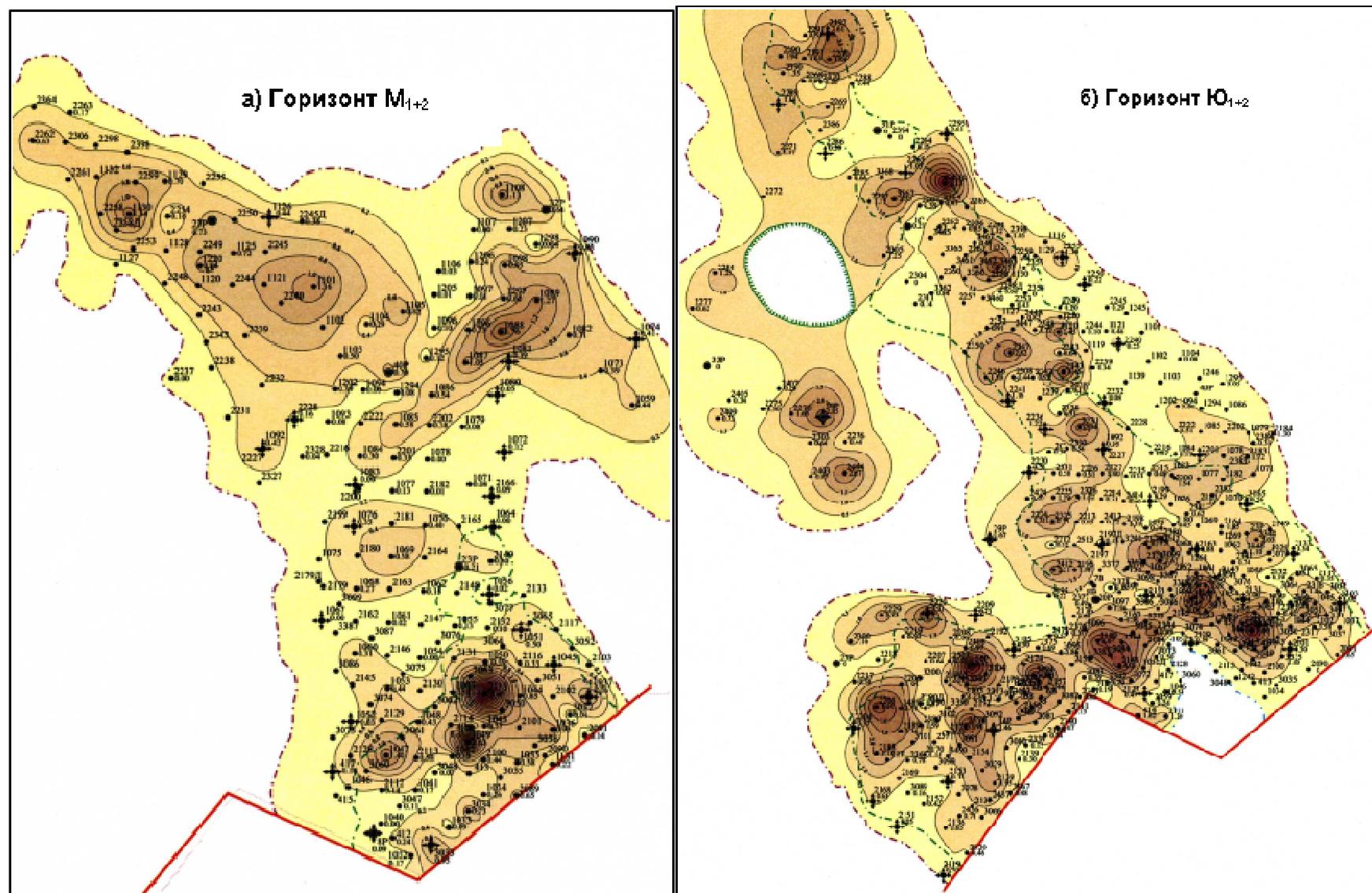


Рис. 1. Месторождение "КМК".
Карта $V^2_{\text{посл}}$ по нефтенасыщенной части разреза
эксплуатационных объектов.

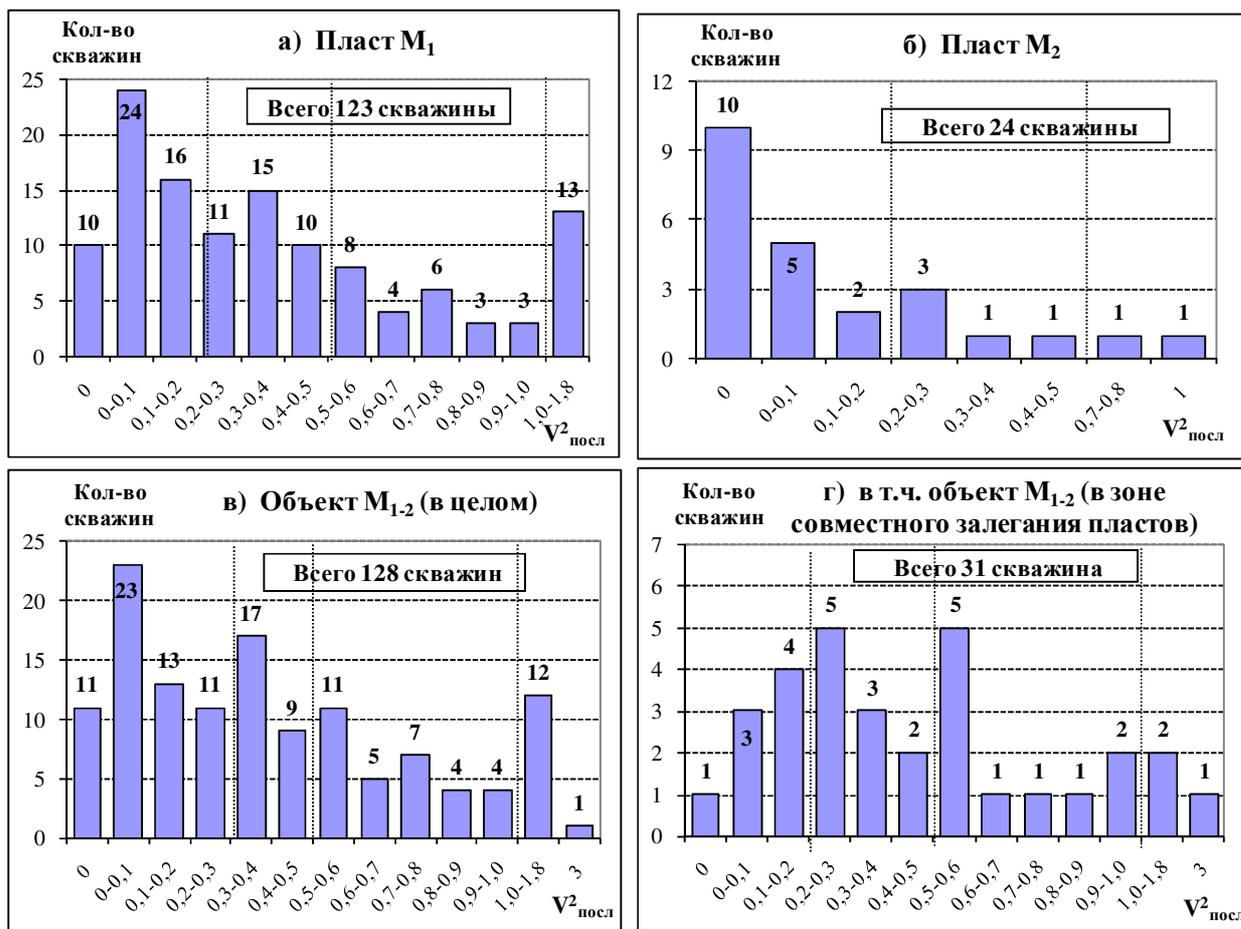


Рис.2. Распределение скважин пластов М₁, М₂ и объекта М_{1+М₂} по величине $V^2_{\text{посл}}$

Пласт Ю₁ (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 Ю₁ параметр $V^2_{\text{посл}}$ весьма высок – 0,75, в т.ч. по ЧНЗ – 0,77, по ВНЗ – 0,6. Кроме того, пласт Ю₁ отличается 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.

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 М₁: $V^2_{\text{посл}}$ 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 (см.рис. 3^б). Указанная зона имеет максимально высокую послойную 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%, 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 – 3,6м. 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.

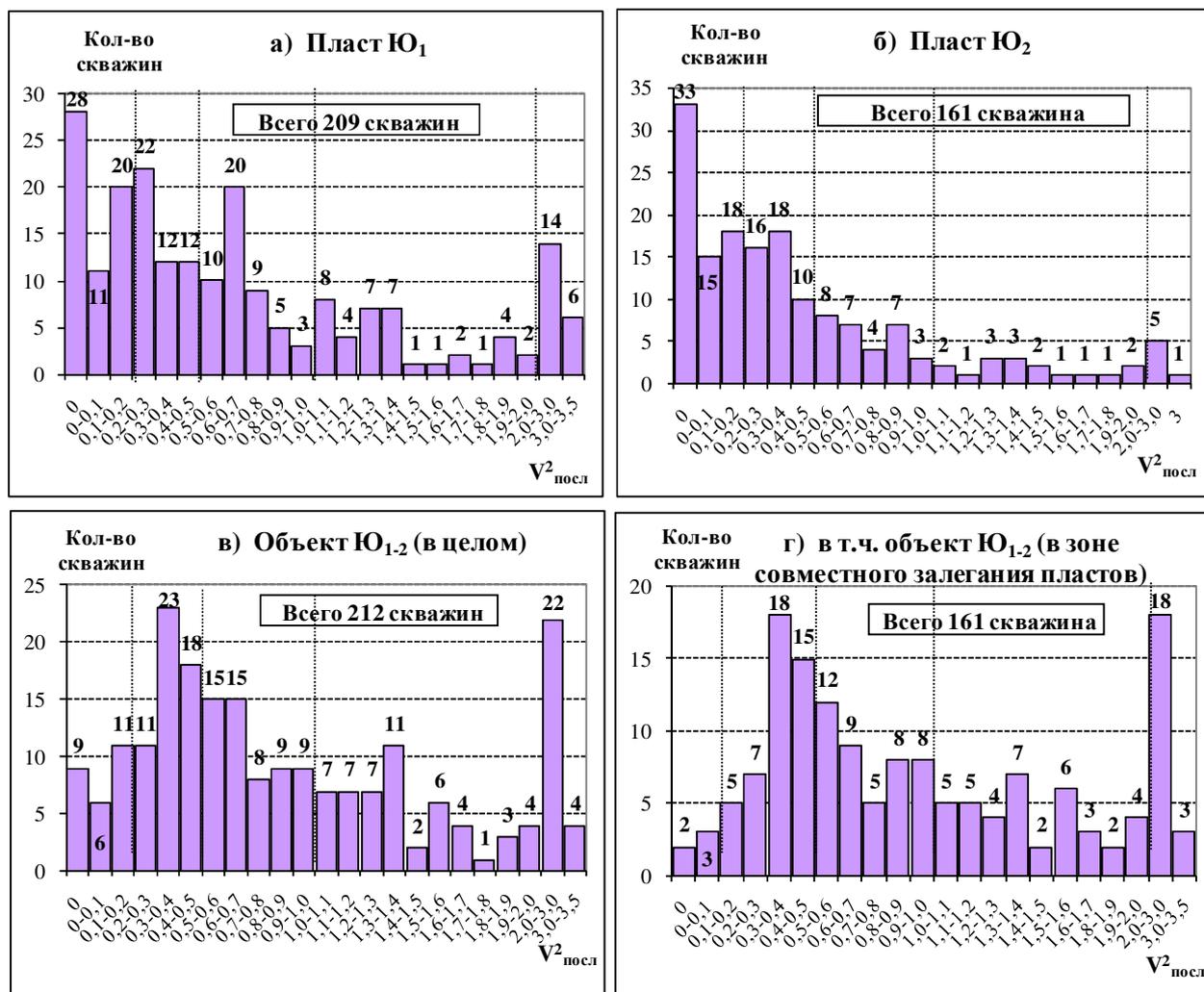


Рис.3. Распределение скважин пластов Ю₁, Ю₂ и объекта Ю₁₊₂ по величине $V^2_{\text{посл}}$

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 Ю₁₋₂ (с $V^2_{\text{посл}} = 1,02$).

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, и, в особенности по тем, где ожидается наиболее высокий конечный КИН (Усть-Балыкское, объект БС₁₋₄ – 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.

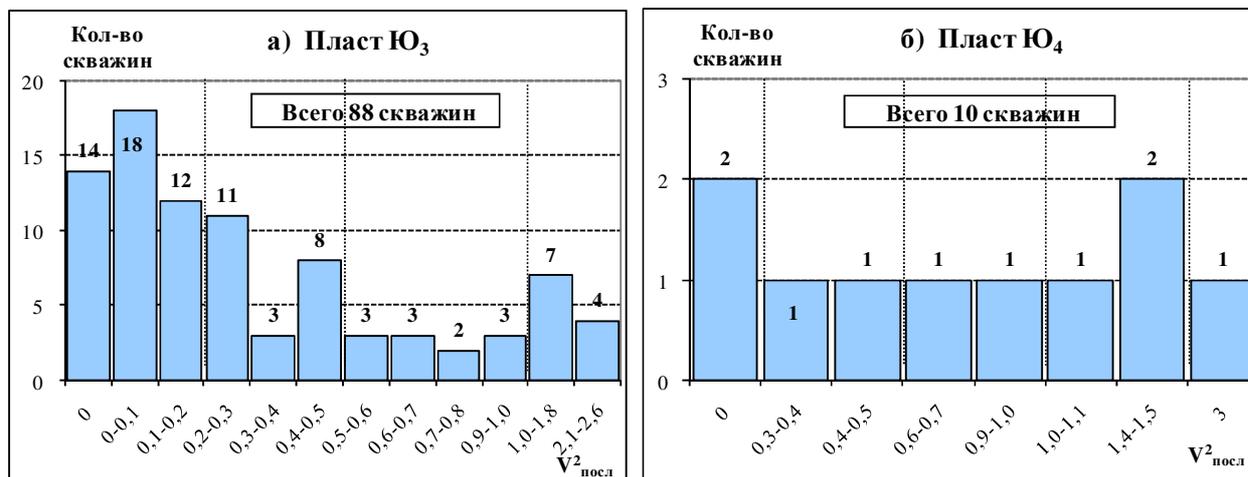


Рис.4. Распределение скважин пластов Ю₃ и Ю₄ по величине $V^2_{\text{посл}}$

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 отдельных) скважин;
- разукрупнение объектов в зонах совместного залегания пластов;
- приобщение пластов в пробуренных скважинах;
- применение оборудования ОРД;
- применение оборудования для одновременно отдельной закачки;
- организация дифференцированной закачки воды в ухудшенные пласты;
- 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 песчанистость 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) – см.рис.5.

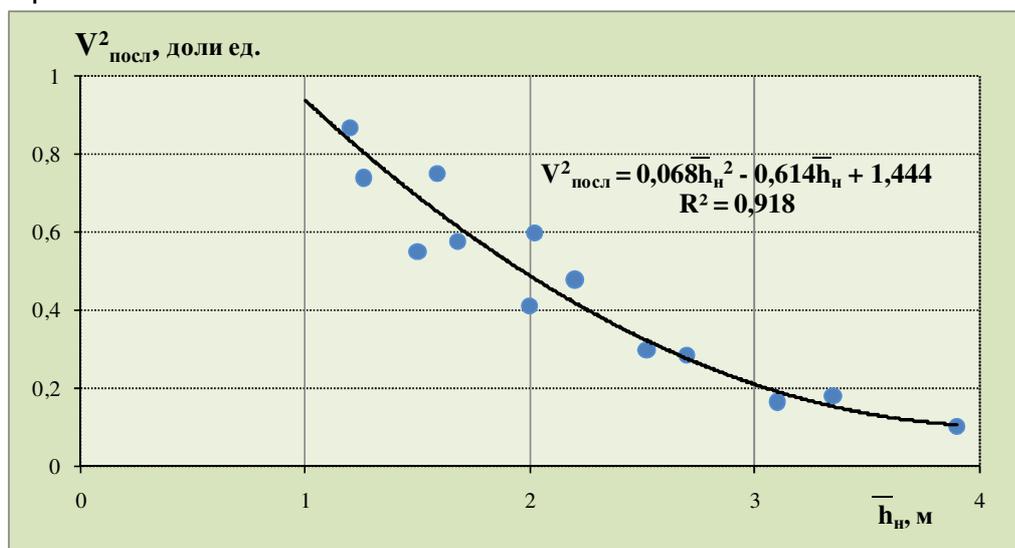


Рис.5. Приближенная зависимость послойной неоднородности $V^2_{\text{посл}}$ от средней толщины одного проницаемого пропластка \bar{h}_n некоторых объектов

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

Номер группы	Пласт, объект, площадь	Месторождение, участок	$V_{\text{посл}}^2$ 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-Киняминское	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	Вареягское	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	
5	БВ ₀	Западно-Ермаковское	0,498
	ВК ₁	Пальяновский (сев.-восток) Л.У.	0,521
	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
6	АС ₁₀ ²	Тромъеганское	0,575
	АС ₁₀ ¹⁻²	Восточно-Тромъеганское	0,597
	Объект ЮК ₂₋₉	Поттымско-Ингинский Л.У.	0,606
6	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=5мД	1,0

По всей видимости границей между прерывистыми, слоистыми пластами и более монолитными горизонтами является $V_{\text{посл}}^2 = 0,5$, а средняя граничная толщина одного пронцаемого 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 двух тысяч 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. Батурин Ю.Е. Определение коэффициента нефтеотдачи при внутриконтурном воздействии. Сб. трудов Сибниинп «Геология и разработка месторождений Западной Сибири», Тюмень, 1976. Вып.6. – 89-95 с.
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 нефтепромысловой геологии. – Тюмень, Изд.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., Сергейчев А.В., Ямалов Н.Р., Мусабилов Т.Р. Влияние неоднородности пласта на прогнозный коэффициент извлечения нефти на северном лицензионном участке Приобского месторождения. – Нефтяное хозяйство, 2012, №11. С.38-40.

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