

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЙ ЗОНАЛЬНОСТИ
ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ**
(на примере Кустовского, Андреевского и Мало-Усинского нефтяных месторождений)

Н. А. Филькина
(ООО «ПермНИПИнефть»)

*Ключевые слова: нефтяное месторождение, прогноз фаций,
линейный дискриминантный анализ, геофизические исследования скважин,
геологическая модель*

*Keyword: oil field, facies prediction, linear discriminant analysis, well logging,
geological model, cumulative oil production*

Исследования показывают, что фациальная неоднородность продуктивных отложений оказывает существенное влияние на выработку запасов нефти. Расхождение фактических и расчётных показателей разработки в ряде случаев приводит к необходимости пересмотра геологических и извлекаемых запасов. Возникает необходимость учёта литолого-фациальной неоднородности при подсчёте запасов и проектировании разработки. Отсюда очевидно, что одна из главных целей исследований в нефтегазопромысловой геологии – построение адекватной геологической модели месторождения, одним из основных средств построения уточнённых детализированных моделей является литолого-фациальный анализ.

Рассмотрим влияние литолого-фациальной зональности на добычные возможности скважин на примере девонских терригенных отложений группы нефтяных месторождений: Кустовского, Андреевского и Мало-Усинского. Месторождения введены в разработку в 1996, 1994 и 1987 гг. соответственно. Кустовское и Андреевское разрабатываются на естественной энергии залежи, Мало-Усинское, расположенное между вышеперечисленными, – с системой поддержания пластового давления (ППД). На основе литолого-фациального анализа керна в продуктивной толще месторождений выделены фациальные комплексы (ФК) протоков (ПД) и заливов дельты (ЗД).

Типы фаций и характеристики неоднородности пород, вскрытых перфорацией, по скважинам Кустовского и Андреевского месторождений сведены в табл. 1. Коэффициенты расчленённости и песчаности (рассчитывался для перфорированной части пласта) обозначены соответственно $K_{расч}$ и $K_{песч}$.

На Кустовском месторождении в работающих скважинах протока характеризуется наибольшими эффективными толщинами, повышенным коэффициентом песчаности и пониженной расчленённостью по сравнению с заливами, что является типичной характеристикой для всей продуктивной толщи месторождения (см. табл. 1).

Таблица 1

Характеристики литолого-фациальной неоднородности работающих интервалов

Ном. скв.	Фациальная характеристика	Перфорированная/эффективная толщина, м	$K_{расч}$	$K_{песч}$
Кустовское месторождение (разрабатываются ФК протоков и заливов)				
201	Коса (ЗД)	2,4/2,4	2	0,71
205	Коса (ЗД)	4,8/4,8	2	0,59
202	Конус выноса (ПД)	2,2/2,8	1	0,73
206	Осевая часть протоки (ПД)	5,6/5,6	1	0,90
213	Конус выноса протоки (ПД)	2,4/2,4	1	0,75
214	Протока (ПД)	8,6/8,6	1	0,93
224	Осевая часть протоки (ПД)	4,8/5,2	1	1,00
91	Приусловый бар (ПД)	9,6	1	0,96
97	Приусловый бар (ПД)	7,6	2	0,86
106	Осевая часть протоки и коса (ПД+ЗД)	6,8/5,6+1,2	2	0,85
207	Конус выноса и коса (ПД+ЗД)	3/2,2+0,8	2	0,88
Андреевское месторождение (разрабатывается только ФК протоков)				
39	Осевая часть протоки (tm1)	7,2/6,3	1	0,8
	Краевая часть приуслового вала (ps)	2,2/2,0	1	0,76
	Краевая часть приуслового вала (ps)	2,1/2,0	1	0,74
40	Конус выноса+осевая часть протоки	6,6/1,6+3,0	2+1	0,59+ +0,77
49	Протока	9,4/8,8	1	0,82
58	Краевая часть приуслового вала	6,4/6,6	1	0,88
59	Краевая часть приуслового вала	2,0/1,6	1	0,81
62	Осевая часть протоки	9,0/2,4+4,8	2	0,82
164	Протока	3,0/2,0	1	0,86
165	Осевая часть протоки	7,4/5,6+1,6	2	0,92
166	Протока	8,6/3,4+4,2	2	0,91
167	Осевая часть протоки	3,2/9,0	1	0,92

На Андреевском месторождении можно увидеть всё разнообразие фациального комплекса протоков – вариации эффективных толщин от 1,6 до 9,0 м. Только в комплексе протоков можно найти большие толщины. Характеристики литолого-фациальной неоднородности Мало-Усинского месторождения – промежуточные между характеристиками Кустовского и Андреевского.

ФК заливов и протоков продуктивной девонской терригенной толщи месторождений формируют единую фациальную область дельтовой системы, замещая друг друга по латерали. ФК протоки сам по себе неоднороден. С деятельностью проток связано формирование протяжённых лентообразных алевритово-песчаных тел, меняющих своё положение. Помимо мощных песчаных тел с хорошими коллекторскими свойствами встречены участки отмирания флювиальных рукавов

(старицы), заиливания. ФК заливов имеет относительно более простое строение, здесь мощность песчаников определяется близостью фаций приустьевых баров проток – поставщика терригенного материала для формирования кос.

Рассмотрим ряд факторов, характеризующих ФК протоков и заливов, необходимых для оценки их влияния на процесс разработки, более детально на Кустовском месторождении, где есть скважины, эксплуатирующие отдельно ФК протоков и заливов, и история разработки не осложнена системой ППД. Параметры песчаных тел, порового пространства, их связь с данными геофизических исследований скважин сведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры продуктивной толщи Кустовского месторождения по ФК

Характеристика гипсометрического положения кровель ($H_{кр}$) и подошв ($H_{пл}$) эксплуатируемых песчаных тел	
ФК протоков	ФК заливов
1. $H_{пл} = -386 + 0,8 \cdot H_{кр}, r = 0,95$	$H_{пл} = 197,5 + 1,1 \cdot H_{кр}, r = 0,99$
Связь содержания фракции $> 0,1$ мм ($\Phi_{0,1}$) с проницаемостью ($K_{пр}$) и пористостью ($K_{пор.от}$) эксплуатируемых песчаных тел	
2. $K_{пр} = -18,19 + 4,21 \cdot \Phi_{0,1}, r = 0,50$	$K_{пр} = -7,47 + 1,34 \cdot \Phi_{0,1}, r = 0,45$
3. $K_{пор.от} = 11,32 + 0,07 \cdot \Phi_{0,1}, r = 0,50$	$K_{пор.от} = 8,14 + 0,1 \cdot \Phi_{0,1}, r = 0,42$
Зависимость проницаемости протоков и заливов от открытой ($K_{п.от}$) пористости и эффективной ($K_{п.эф}$) по девону терригенному	
4. $K_{пр} = 42,3 \cdot K_{п.от} + 3,7 \cdot K_{п.эф} - 534,4$	$K_{пр} = -6,9 \cdot K_{п.от} + 18 \cdot K_{п.эф} + 7,6$
Связь содержания фракции $> 0,1$ мм ($\Phi_{0,1}$) с показаниями гамма-каротажа (I_γ) и собственной поляризации ($U_{сп}$) эксплуатируемых песчаных тел	
5. $\Phi_{0,1} = 115,84 - 19,75 \cdot I_\gamma, r = -0,63$	$\Phi_{0,1} = 27,79 + 1,18 \cdot I_\gamma, r = 0,14$
6. $\Phi_{0,1} = 64,51 + 41,8 \cdot U_{сп}, r = -0,43$	
Связь проницаемости с показаниями гамма-каротажа (I_γ) и нормированными показаниями нейтронного гамма-каротажа (In_γ) эксплуатируемых песчаных тел	
7. $K_{пр} = 5,71 - 0,008 \cdot I_\gamma, r = -0,44$	
8. $K_{пр} = 543,5 - 469,3 \cdot In_\gamma, r = -0,45$	$K_{пр} = 92,9 - 58,39 \cdot In_\gamma, r = -0,41$

Каждая литолого-фациальная зона характеризуется своим видом связи и теснотой связи (см. табл. 2). Зависимость проницаемости от коэффициента открытой пористости индивидуальна не только для разных фациальных комплексов, но и для каждой фации.

Рассматривая уравнения регрессии для отметок эксплуатируемых песчаных тел, можно отметить, что угловой коэффициент для протоков < 1 говорит об уменьшении мощности песчаного тела с глубиной, для заливов угловой коэффициент > 1 – о возрастании мощности. Это связано с характером тектонического режима: флювиальной деятельностью протоки нижнетеманского цикла и приливно-отливной деятельностью морского бассейна, формирующей отложения залива.

Связь содержания песчаной фракции с проницаемостью и пористостью эксплуатируемых протоков и заливов положительная, в большей степени содержание песчаной фракции влияет на проницаемость протоки. Высокие фильтрационно-ёмкостные свойства протоки, по сравнению с заливом, обусловлены высоким содержанием песчаного материала. Гранулометрический состав влияет на особенности эксплуатации нефтесодержащих коллекторов, нефтеотдачу и различные биохимические процессы в продуктивных пластах. Количественное соотношение фракций частиц в породе определяет её пористость, плотность, проницаемость [1].

В формировании проницаемости протоки по продуктивной девонской терригенной толще большую роль играет коэффициент открытой пористости, в заливах проницаемость протоки определяется коэффициентом эффективной пористости. По данным керна девонской терригенной толщи Кэф/Кот для протоки 0,89, для залива 0,27, что также численно подтверждает различие фациальных комплексов.

Для эксплуатируемых песчаных тел протоков и заливов содержание фракции $< 0,1$ мм и проницаемость (см. табл. 2), отражается на показаниях гамма-каротажа (ГК), каротажа собственной поляризации (СП), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и характеризуются отрицательной связью. Теснота и характер связи, судя по коэффициентам корреляции, свободным членам и угловым коэффициентам для протоков и заливов различна, последние отличаются в разы. Наилучшая связь отмечена между содержанием фракции $< 0,1$ мм и показаниями ГК для протоки, в заливах эксплуатируемых тел такая связь не выявлена. Метод СП косвенно отражает изменения в размере частиц осадка; соотношение проницаемости и размера зёрен справедливо для осадочных пород с первичной межзерновой пористостью. ГК показывает содержание глинистой фракции, низкие показания характерны для хорошо проницаемых пород протоки. Повышенные показания НГК соответствуют сцементированным песчаникам и алевролитам, низкие – очень пористым и проницаемым породам-коллекторам, распространённым в протоках. В итоге методы ГК, НГК и СП позволяют прогнозировать песчаность разреза, отражая фильтрационно-ёмкостные свойства и остаточную водонасыщенность.

Исходя из вышеизложенного, определено различие фациальных комплексов протоков и заливов, влияющих на добычные возможности скважин. Очевидна необходимость моделирования литолого-фациальной неоднородности на уровне фациальных комплексов. Задача переноса данных о фациях с изученных по керну интервалов на неосвещённые керном разрезы скважин решается с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа (ПЛДА) по материалам ГИС.

Для определения фациальной принадлежности песчаных тел к протокам и заливам составляется обучающая выборка, сопоставленная с литолого-фациальным анализом керна и диаграммами ГК, НГК и СП (данные нормированы, обозначены I_γ , In_γ , $U_{сп}$ соответственно). По результатам ПЛДА рассчитываются функции для разделения протоков, заливов и непроницаемых аргиллитов в формулах (1), (2) обозначены z_1 и z_2 . Затем находится уравнение для расчёта вероятности появления протоков дельты ($p_{пл}$), позволяющее прогнозировать данные о фациях [2]:

$$z_1 = -6,49 \cdot I_\gamma + 0,3 \cdot In_\gamma + 1,41 \cdot U_{сп} + 1,99, \quad (1)$$

$$z_2 = 2,37 \cdot I_\gamma + 5,25 \cdot In_\gamma + 0,16 \cdot U_{сп} - 3,77, \quad (2)$$

$$p_{пл} = -0,9675 \cdot z_1 + 0,09983 \cdot z_2 + 0,36556. \quad (3)$$

Верность распознавания протоков 95%, заливов 96%, авандельты 90%. Нормированное от 0 до 1 (рассчитанное) значение вероятности появления протоков дельты ($p_{пл}$) меньше 0,33 соответствует непроницаемым аргиллитам, от 0,33 до 0,67 – свойствам пород заливов дельты, больше 0,67 – свойствам пород протоков дельты. Вероятностная характеристика для протоки (показывает вероятность её появления) отражает песчанистость, отсортированность, глинистость (влияющие на коллекторские свойства) и остаточную воду. Для Андреевского и Мало-Усинского месторождений вероятностная характеристика получена аналогично.

При помощи вероятностной характеристики для протоки и заливов с привлечением данных интерпретации сейсморазведки 3D (контура песчаных тел) найдены толщины песчаных тел нижнетиманской толщи Кустовского месторождения. Сейсморазведка позволила выделить неоднородность на уровне пластов и найти границы литолого-фациальных зон в межскважинном пространстве. Интерпретация ГИС позволила выявлять вертикальную зональность пластов. Ответственный момент учёта фаций при моделировании – контроль толщин протоков и разномасштабной косой слоистости, определение формы тел коллектора, связь текстуры пород с петрофизическими параметрами. Для построения трёхмерной вероятностной модели песчаных тел настройки интерполяции вероятностной характеристики протоки заданы на площади её распространения по данным интерпретации сейсморазведки соответственно её строению – больший радиус интерполяции по азимуту простираения. Для интерполяции вероятностной характеристики залива задавались равные радиусы интерполяции, исключая ячейки в пределах протоки.

Карта толщин по результатам моделирования исследуемой песчаной фациальной области показана на рис. 1.

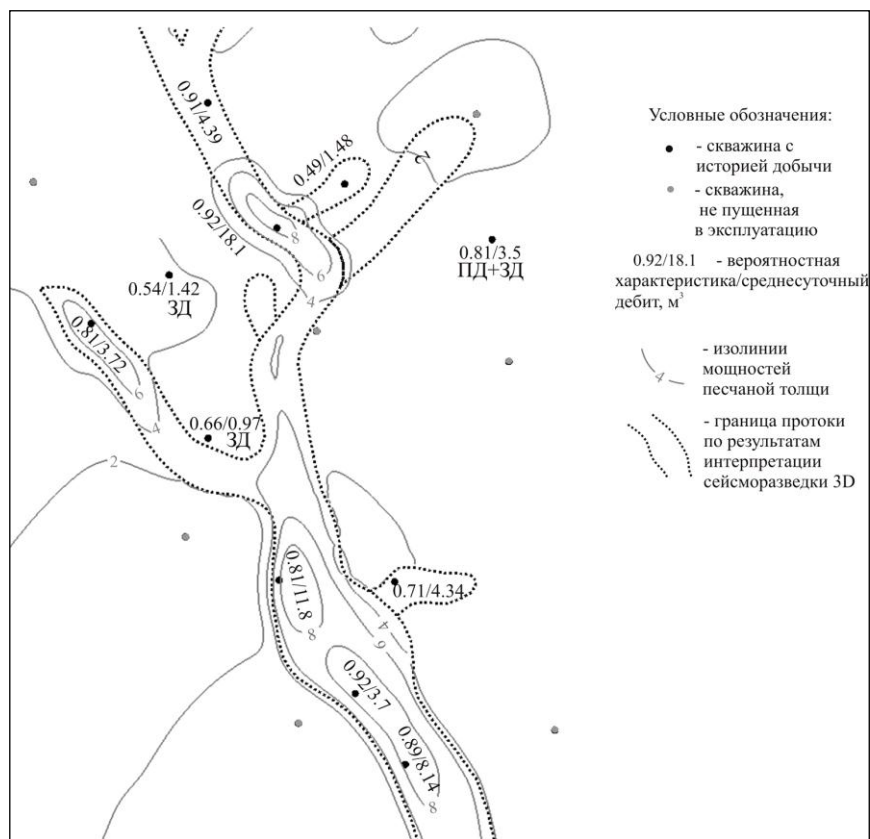


Рис. 1. Карта толщин песчаных тел нижнетиманской фациальной области протоков и заливов (Кустовское месторождение)

Скважины, вскрывшие ФК протоков, выделяются по большим значениям вероятности ($>0,71$ за исключением одного конуса выноса) и характеризуются большими, чем в заливе, дебитами (рис.1). Протока не выдержана по толщине и коллекторским свойствам, минимальные толщины и вероятностная характеристика протоки соответствуют участкам отмирания флювиальных рукавов и заиливанию. Области, околнуренные изолинией 8 м и с вероятностной характеристикой разреза $>0,81$, дают среднесуточный дебит более 8,14 м³/сут (кроме скважины, находящейся между двух с хорошими дебитами), тогда как дебит остальных скважин не превышает 4,39 м³/сут.

Динамика дебитов скважин для протоков и заливов по месяцам проиллюстрирована на рис. 2.

Среднесуточные дебиты скважин, вскрывших ФК залива, имеют тенденцию к снижению, а эксплуатирующие песчаные тела протоков могут увеличиваться (см. рис. 2). Ярko выделяется область хороших дебитов протоков дельты на правой части рисунка, наиболее высокие дебиты дают скважины, вскрывшие прирусловые бары (скв. 91, 97) и протоку (скв. 214) с $p > 0,81$ при больших значениях эффективной нефтенасыщенной толщины. Сква. 91 и 214 оборудованы ЭЦН.

В протоках с большими эффективными толщинами и высокой вероятностной характеристикой идёт постоянный прирост накопленной добычи нефти, что обусловлено геологическим строением протоков: повышенной песчанистостью и высокими коллекторскими свойствами, связанными с отсортированностью, малой глинистостью, низким содержанием остаточной воды. Повышенная неоднородность заливов и их пониженные коллекторские свойства с меньшими эффективными толщинами (см. табл. 1) дают меньшую накопленную добычу нефти.

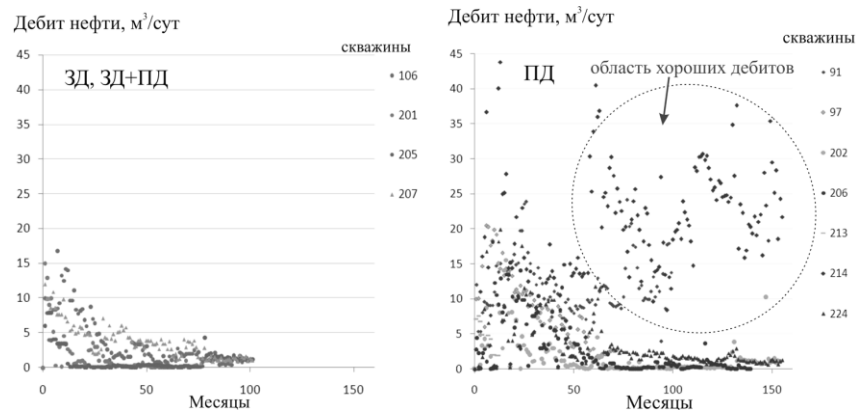


Рис. 2. Дебиты нефти скважин протоков и заливов по месяцам (Кустовское месторождение)

Накопленная добыча нефти по скважинам проиллюстрирована на рис. 3.

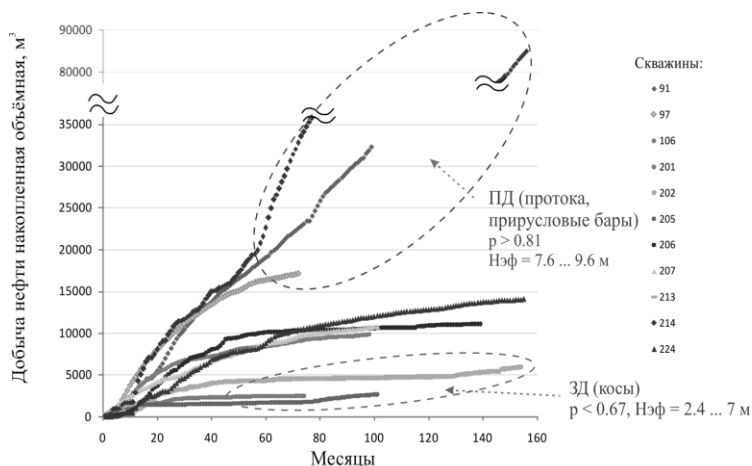


Рис. 3. Накопленная добыча нефти по месяцам (Кустовское месторождение)

Накопленная добыча и дебиты нефти по месяцам Андреевского месторождения проиллюстрированы на рис. 4.

В ФК протоков с большими эффективными толщинами и высокой вероятностной характеристикой, что соответствует фациям протоки (скв. 49, 166) и осевой части протоки (скв. 62, 165), наиболее высокие дебиты и наибольший прирост накопленной добычи нефти (см. рис. 4).

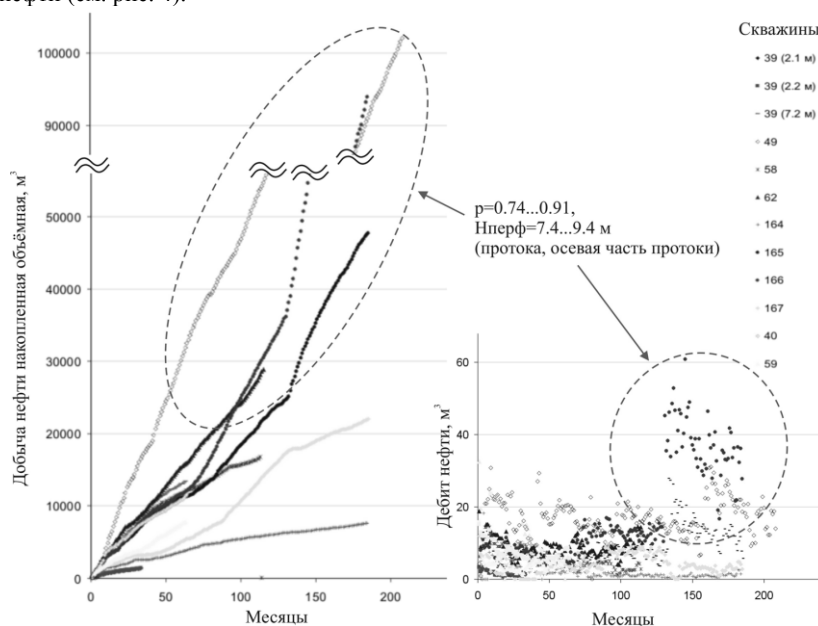


Рис. 4. Накопленная добыча и дебиты нефти по месяцам (Андреевское месторождение)

На Мало-Усинском месторождении хороший потенциал добычи нефти в отношении геологического строения района скважин по эффективным нефтенасыщенным толщинам – пропластки больше 4,6 м и вероятностная характеристика

больше 0,85. Скважины, вскрывшие край песчаного тела, дают меньшие приросты добычи. Кроме того, из восьми скважин, где вероятностная характеристика больше 0,89, воздействие на околоскважинную зону было только в единственной скв. 131 после перестрела интервала перфорации. Вероятностная характеристика скважин, в которых требовалось воздействие, варьирует от 0,63 до 0,87, не считая скв. 131.

Таким образом, накопленная добыча нефти по скважинам и дебиты в определённой мере определяются литолого-фациальными условиями. Моделирование литолого-фациальной зональности позволяет прогнозировать характер распространения типов коллекторов и, соответственно, их фильтрационно-ёмкостные свойства. Отмечается вертикальная и латеральная неоднородности эксплуатационных объектов. В связи с вышесказанным, необходим тщательный подход к выбору местоположения эксплуатационных скважин.

Экономический эффект построения моделей с учётом литолого-фациальной зональности обусловлен возможностью исключить один из главных рисков в нефтегазопромысловой геологии – неопределённость геолого-геофизических и промысловых параметров объектов, спроектировав наиболее оптимальную систему разработки.

Список литературы

1. [Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР](#). – М.: Недра, 1973. – 299 с.
2. Путилов И.С., Филькина Н.А. Статистический подход к прогнозированию фаций по данным керн и ГИС // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2010г. – №2. – С. 19-23.

Сведения об авторе

Филькина Н. А., младший научный сотрудник, «ПермНИПИнефть», г. Пермь, аспирантка, Пермский государственный технический университет, (342) 233-64-65, e-mail: Filkina@permnipineft.com

Filkina N. A., junior scientific worker at PermNIPIneft, Perm, post graduate of the Perm State Engineering University, phone: (342) 233-64-65, e-mail: Filkina@permnipineft.com