

УДК 622.831

Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений

С.В.ГАЛКИН¹, С.Н.КРИВОШЕКОВ¹, Н.Д.КОЗЫРЕВ¹, А.А.КОЧНЕВ¹, А.Г.МЕНГАЛИЕВ²

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжениринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия

Как цитировать эту статью: Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В.Галкин, С.Н.Кривошеков, Н.Д.Козырев, А.А.Кочнев, А.Г.Менгалиев // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 408-417. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.3

Аннотация. В условиях возрастающей актуальности разработки нефтяных месторождений со сложными горно-геологическими условиями и низкоэффективными коллекторами в процессе разработки сложнопостроенных коллекторов возникает ряд проблем, связанных с влиянием трещиноватости пласта на процессы фильтрации, значительной неоднородностью строения, изменчивостью напряженно-деформационного состояния горных пород и т.д. Поэтому важной задачей при проектировании разработки подобных месторождений является комплексный учет сложного геологического строения. Для решения подобных задач авторами предложен методический подход, позволяющий более достоверно прогнозировать изменение пластового давления при построении геолого-гидродинамической модели многопластового месторождения. Актуальным при прогнозировании технологических показателей разработки является учет сжимаемости горной породы и его влияния на абсолютную проницаемость, являющуюся основным параметром, определяющим закон фильтрации флюида в продуктивном пласте.

В работе проведен анализ строения сложной многопластовой залежи месторождения Альфа, обработаны результаты компрессионных исследований 178 стандартных образцов керна, получены зависимости коэффициента сжимаемости от пористости для каждого из пластов. Методом множественной регрессии получены зависимости проницаемости от ряда параметров (пористости, плотности, содержания кальцита и доломита, сжимаемости), что позволило учесть влияние вторичных процессов на формирование абсолютной проницаемости. На заключительном этапе проведена оценка эффективности предложенного методического подхода при построении геолого-гидродинамической модели месторождения. Установлено повышение качества поисково-разведочной адаптации основных технологических показателей разработки и повышение прогнозной способности усовершенствованной модели.

Ключевые слова: геомеханические свойства; сжимаемость порового пространства; геолого-гидродинамическая модель; сложнопостроенный коллектор; абсолютная проницаемость; эффективное давление; нефтяное месторождение; многопластовое месторождение

Благодарность: Исследования выполнены при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2020-0027).

Введение. На сегодняшний день большинство крупных месторождений углеводородов находятся на поздних стадиях разработки. В связи с этим все большую актуальность приобретает разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, к которым относятся многопластовые залежи со сложнопостроенными коллекторами. Для таких пластов характерны значительная неоднородность, трещиноватость, дизъюнктивные нарушения, которые в комплексе оказывают значительное влияние на процессы фильтрации флюида в пластовой системе [5]. При проектировании разработки необходим комплексный подход к учету данных геолого-промышленных исследований [3].

В соответствии с нормативными документами [7] при разработке нефтяных эксплуатационных объектов обязательным условием принятия проектных решений является построение постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ). Одной из основных задач ПДГТМ является прогнозирование уровней добычи нефти и газа в краткосрочной и долгосрочной перспективе. Однако для процесса построения ПДГТМ сложнопостроенных коллекторов характерно наличие неопределенностей, связанных с недоучетом следующих геологических особенностей: вторичные процессы (карст, доломитизация, развитие трещиноватости), влияние изменения эффективного давления на пустотное пространство породы-коллектора при разработке, аномально высокие пластовые давления и стрессовые напряжения в зонах тектонических нарушений. В работах [15, 16] приведены результаты экспериментов на керне, показывающие раз-

личный характер изменения пористости и проницаемости при создании напряженного состояния горных пород в результате стрессовых нагрузок.

Известны исследования, направленные на создание моделей, позволяющих учитывать геологическое строение, процессы фильтрации флюида и геомеханику пласта. В рамках исследования [1] построена геомеханическая модель для оптимизации строительства скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений путем использования высокоточного сейсмического мониторинга. В работе [8] проведен анализ основных проблем, возникающих при построении подобных моделей: отсутствие единого геолого-геомеханического симулятора для создания 4D геомеханических моделей; длительность расчетов (даже при наличии больших мощностей занимают порядка шести суток). В работе [4] для создания математической модели разработана методика расчета фильтрации нефти в скважину с учетом зависимости фильтрационных свойств от напряженно-деформированного состояния. В статье [2] для дизайна гидравлического разрыва пласта учтены геомеханические свойства в гидродинамической модели путем задания зависимости проницаемости от изменения давления.

При анализе работ по данной тематике отмечается отсутствие методического подхода к созданию геолого-гидродинамической модели с учетом геомеханических свойств, обеспечивающего высокую прогнозную способность без потери скорости счета. В данной работе авторами предлагается комплексный подход к созданию гидродинамической модели месторождения, который включает в себя детальный анализ результатов исследования образцов керна, статистическую обработку информации, построение корреляционных зависимостей между параметрами, уточнение геологического строения продуктивных пластов, перераспределение проницаемости и учет геомеханических свойств горных пород.

Методология. В качестве объекта исследований выбрано месторождение Альфа, расположенное на территории Денисовской впадины Тимано-Печорского региона. Месторождение является многопластовым, характеризуется сложным геологическим строением, развитием вторичных процессов в карбонатных коллекторах. Резервуар сформирован в ходе четырех циклов рифостроения: первого задонского ($D_3fm_1(zd)$) и трех елецких ($D_3fm_1(el)$). Породы первого цикла отделены от более поздних плотной, но относительно хрупкой перемычкой толщиной 3-55 м. Залежь задонских отложений характеризуется как пластово-массивная, сводовая, литологически ограниченная. Залежь елецких отложений является пластово-массивной, литологически экранированной с разноуровневым горизонтальным водонефтяным контактом, усложненная разнофациальными зонами. Емкостное пространство задонских и елецких отложений представлено преимущественно порами и кавернами выщелачивания, порами доломитизации и перекристаллизации.

Краткая геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения Альфа:

Параметр	$D_3fm_1(el)$	$D_3fm_1(zd)$
Тип залежи	пластово-массивная	пластово-массивная, сводовая
Тип коллектора	поровый, каверно-поровый	поровый, каверно-поровый
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	28,5	7,6
Коэффициент пористости, д.ед.	0,08	0,07
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,79	0,70
Средняя проницаемость, $\mu\text{мм}^2$	0,0930	0,0243
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,41	0,43
Расчлененность, ед.	13,2	4,1
Начальное пластовое давление, МПа	40,1	39,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	0,564	0,550
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{т}/\text{м}^3$	0,825	0,833
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,38	1,47
Давление насыщения нефти газом, МПа	22,35	21,60
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$	180,8	201,7
Коэффициент вытеснения (водой), д.ед.	0,458	0,395

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) рифовых коллекторов первого елецкого сиквенса отмечаются как высокие: пористость 0,036-0,296 д.ед., проницаемость 0,001-18,1 $\mu\text{мм}^2$. На данной стадии проектирования коллекторы второго елецкого сиквенса отнесены к непро-

мышленным. Для третьего елецкого сибирского ФЕС коллекторов рифовой фациальной зоны несколько ниже первого: пористость 0,036-0,205 д.ед., проницаемость 0,001-9,1 мкм². В зоне зарифового шлейфа относительно остального объема третьего елецкого сибирского ФЕС наблюдается ухудшение ФЕС: пористость 0,036-0,182 д.ед., проницаемость 0,001-1,1 мкм².

Месторождение Альфа находится на первой стадии разработки, всего пробурено 36 скважин, средний дебит нефти 208 т/сут. На текущей стадии разработки принято решение разрабатывать залежь елецких отложений единой сеткой скважин. Рассматривается возможность одновременно раздельной эксплуатации. Задонские отложения разрабатываются самостоятельной сеткой скважин ввиду значительной разницы фильтрационно-емкостных свойств. Разработка данной многопластовой системы затруднена сложным геологическим строением, наличием каверн и трещин, низким влиянием контурной области, что привело к снижению энергетического состояния и, как следствие, падению дебитов жидкости на 14 % в год. По результатам гидродинамических исследований установлено снижение продуктивности на 17 % от начальной – на 146,2 м³/(сут·МПа). Система поддержания пластового давления на месторождении Альфа находится на начальной стадии развития.

Необходимо отметить, что при разработке аналогичных нефтяных пластов значительное влияние на процессы перераспределения пластового давления, а следовательно на процессы фильтрации, оказывают упругие свойства пород. При снижении пластового давления в продуктивном пласте увеличивается эффективное давление, что приводит к сжатию продуктивного пласта весом вышележащих пород. В геолого-гидродинамической модели упругие свойства учитываются с помощью коэффициента сжимаемости порового пространства, характеризующего изменение порового объема в зависимости от пластового давления. В ПДГМ сжимаемость порового пространства зачастую задается единой усредненной характеристикой всей залежи.

В данной работе с целью уточнения геолого-гидродинамических моделей нефтяных и газовых пластов рассмотрен подход, позволяющий с помощью анализа керновых исследований произвести дискретизацию параметра сжимаемости порового пространства по всему объему модели, тем самым учесть неоднородность свойств породы, которая значительно влияет на процессы разработки нефтяных и газовых месторождений. На первом этапе проведен анализ общей динамики пластового давления для рассматриваемых пластов (рис.1).

Установлено, что пластовое давление по залежи за все время эксплуатации скважин снизилось в среднем до 26,3 МПа (34 %) относительно начального (40,3 при давлении насыщения 22,5 МПа). Согласно правилам рациональной разработки, не допускается снижение пластового давления ниже давления насыщения, поэтому расчет диапазона действующих эффективных давлений на пласты осуществляется при начальном пластовом и при давлении насыщения по формуле

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{г.п.}} - P_{\text{пл}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{г.п.}}$ – горное давление, МПа; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, МПа.

Исходя из формулы (1), при условии среднего значения $P_{\text{г.п.}}$ для данной глубины 74 МПа, максимально допустимый диапазон изменения эффективного давления составляет 34-52 МПа.

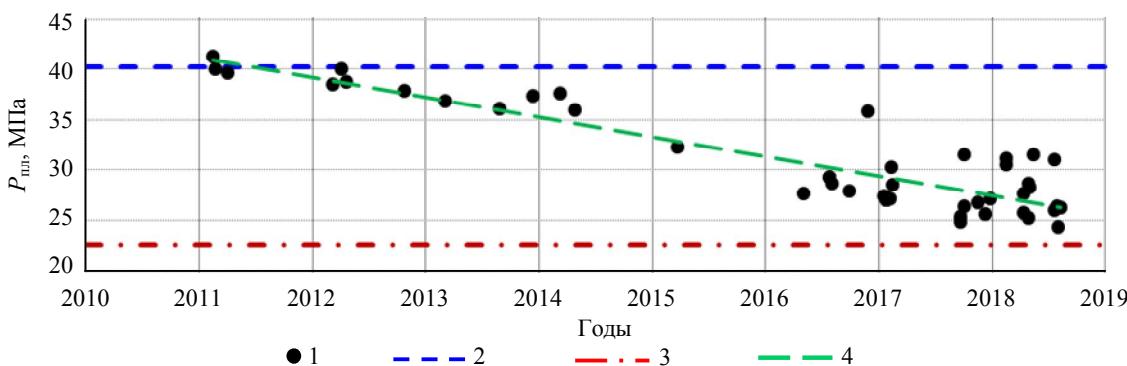


Рис.1. Динамика пластового давления по всем скважинам месторождения за время эксплуатации

1 – пластовое давление $P_{\text{пл}}$, МПа; 2 – начальное пластовое давление $P_{\text{нач}} = 40,3$ МПа;
 3 – давление насыщения $P_{\text{нас}} = 21,8$ МПа; 4 – линейная $P_{\text{пл}}$, МПа



Далее проведен анализ компрессионных испытаний 178 образцов керна пластов $D_3fm_1(zd)$, $D_3fm_1(el_1)$, $D_3fm_1(el_3)$. На рис.2 представлена компрессионная кривая на примере стандартного образца пласта $D_3fm_1(el_1)$. По мере увеличения эффективного давления от 1 до 52 МПа значение пористости изменяется с 0,189 до 0,167 д.ед., относительное изменение пористости составляет 12 %.

На основе данных компрессионных испытаний каждого образца керна для рассматриваемого участка эффективных давлений рассчитана производная относительного изменения пористости в зависимости от эффективного давления. Данная производная является коэффициентом сжимаемости порового пространства.

Затем для каждого из пластов построены зависимости изменения коэффициента сжимаемости порового пространства от значений открытой пористости при пластовых условиях (рис.3). В результате для каждого пласта получены следующие зависимости сжимаемости β от пористости K_n , $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$:

$$D_3fm_1(el_1): \beta = 0,0001K_n - 0,61 \text{ при } R^2 = 0,59;$$

$$D_3fm_1(el_3): \beta = 0,000175K_n - 0,600953 \text{ при } R^2 = 0,61;$$

$$D_3fm_1(zd): \beta = 0,00007K_n - 0,91057 \text{ при } R^2 = 0,50.$$

Данные зависимости показывают, что максимальный коэффициент сжимаемости наблюдается при низких значениях пористости. Образцы керна с пористостью менее 0,036 д.ед. относятся к уплотненным породам – субколлекторам.

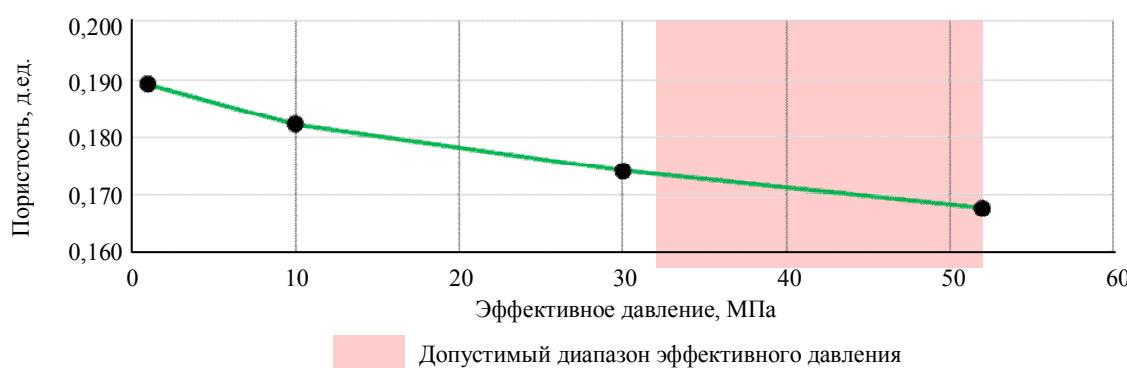


Рис.2. Компрессионная кривая для стандартного образца керна

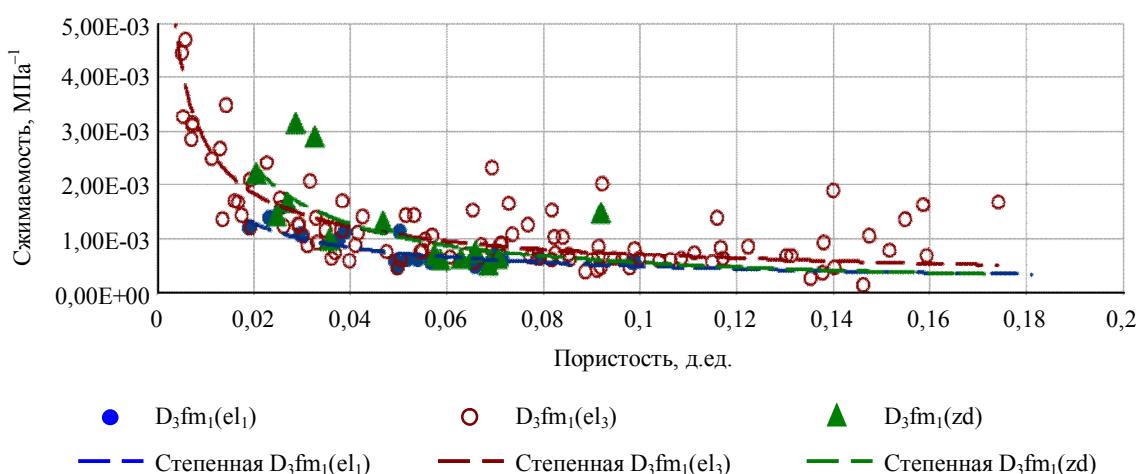


Рис.3. Зависимости коэффициента сжимаемости порового пространства от значений пористости в пластовых условиях

На рис.3 видно, что линии тренда зависимости сжимаемости от пористости для разных пластов различны. Средние значения сжимаемости пластов: $D_3fm_1(el_1) = 0,00079$, $D_3fm_1(el_3) = 0,00172$, $D_3fm_1(zd) = 0,00190 \text{ МПа}^{-1}$. С помощью t -критерия Стьюдента проведено статистическое сравнение средних значений коэффициента сжимаемости для каждого из пластов. T -критерий Стьюдента для сравнения значений сжимаемости по пластам и достигаемый уровень значимости p -значение:

Среднее значение коэффициента сжимаемости пластов, МПа^{-1}	t -значение	p -значение
0,00079	0,00172	-1,56
0,00079	0,00190	-2,27
0,00172	0,00190	-0,25

Статистически значимое различие выявлено между средними значениями показателя сжимаемости пластов $D_3fm_1(el_1)$ и $D_3fm_1(zd)$ ($p < 0,05$). Однако различие между значениями сжимаемости пластов $D_3fm_1(el_1)$ и $D_3fm_1(el_3)$ также велико ($t = -1,56$; $p = 0,12$), в связи с чем необходим его учет. Статистического различия между пластами $D_3fm_1(zd)$ и $D_3fm_1(el_3)$ не установлено ($t = -0,25$; $p = 0,80$), по среднему коэффициенту сжимаемости выборки близки, что обусловлено схожестью выборок по значениям параметра пористости для образцов данных пластов. Однако по разрезу пласти $D_3fm_1(zd)$ и $D_3fm_1(el_3)$ разделены пластами $D_3fm_1(el_{1-2})$, следовательно принимать для них единую зависимость некорректно. Исходя из проведенного анализа, для каждого из пластов принята своя зависимость при распределении параметра сжимаемости.

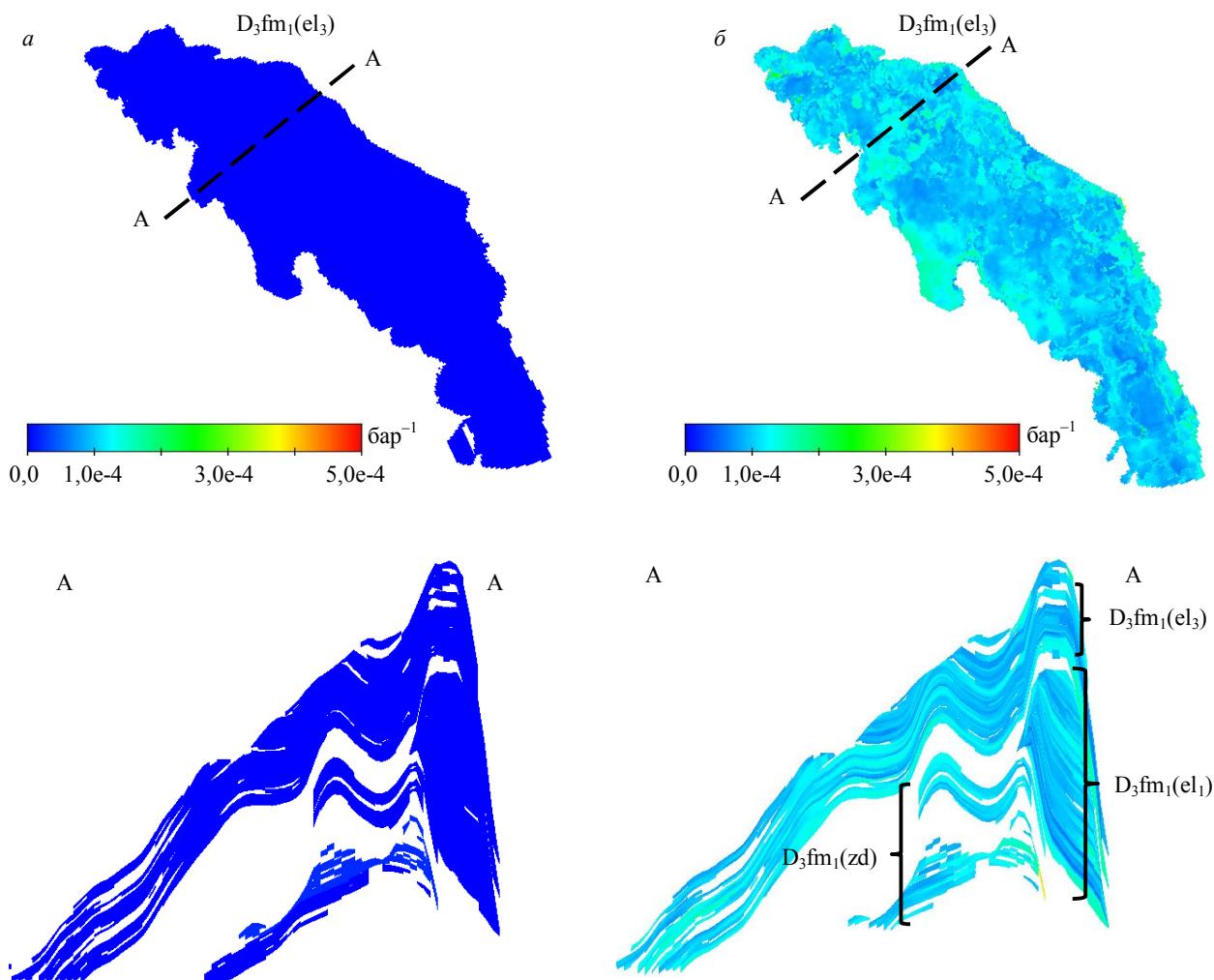


Рис.4. Визуализация модели месторождения на примере куба сжимаемости: a – стандартный подход; b – с учетом зависимости сжимаемости от пористости

На основе полученных зависимостей произведено распределение коэффициента сжимаемости порового пространства по всему объему продуктивных пластов. На рис.4 представлена сравнительная визуализация модели с учетом и без учета распределения сжимаемости по всему объему пласта.

В сложнопостроенных коллекторах с высокой расчлененностью нефтенасыщенные толщины, связанные с субколлекторами, участвуют в процессе перераспределения пластового давления за счет упругих свойств породы. Для повышения физичности воспроизведения пластового давления в ПДГТМ предложена упрощенная методика создания субколлектора.

На первом этапе для объемов, отнесенных к неколлектору, значение параметра литологии задается 0,1 д.ед., а пористость принимается по минимальному значению, отнесенному к коллектору (0,036 д.ед.). Параметр абсолютной проницаемости на начальном этапе создания ПДГТМ как для коллектора, так и для субколлектора получен путем пересчета имеющегося куба пористости с использованием зависимости «керн – ГИС» $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$, для рифовых елецких отложений зависимость имеет вид:

$$K_{\text{пр}} = 0,0023 K_{\text{п}}^{4,6672},$$

для всех остальных фациальных зон елецких и задонских отложений

$$K_{\text{пр}} = 0,0006 K_{\text{п}}^{4,5296}.$$

Субколлекторам, находящимся выше отметок водонефтяных контактов, задается минимальное значение коэффициента нефтенасыщенности 0,691 д.ед. Для исключения фильтрации флюида в субколлекторе приняты значения остаточной нефте- и водонасыщенности, обеспечивающие 1 % подвижной фазы. На рис.5 представлено визуальное сопоставление перераспределения пластового давления на примере разреза скважины № 2 месторождения Альфа.

При создании гидродинамических моделей месторождений важнейшей задачей также является распределение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта таким образом, чтобы процессы фильтрации максимально соответствовали фактической динамике разработки [9, 10, 13, 14]. По результатам исследований, опубликованных в статье [6], процессами, оказывающими влияние на формирование полезной емкости коллекторов, являются: перекристаллизация (формирование дополнительной межкристаллической пористости), выщелачивание (циркуляция растворов по ослабленным зонам – формирование вторичных пустот) и доломитизация (полная или частичная перестройка структуры породы – возникновение значительной межкристаллической пористости). В целях выявления факторов, оказывающих наибольшее влияние на формирование важнейшего параметра, определяющего процесс фильтрации, – проницаемости, проведен статистический анализ керновых исследований. Рассчитаны основные статистические показатели продуктивных пластов (табл.1).

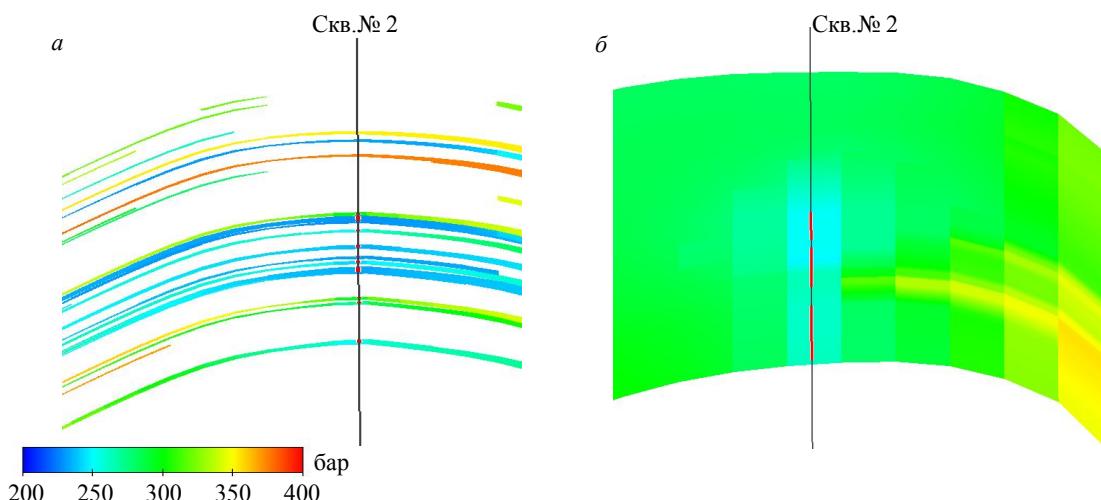


Рис.5. Распределение пластового давления: для модели только с эффективными пропластками (а); с учетом субколлектора (б)

Таблица 1

Основные статистические показатели обработки керна

Параметр	Пласт	Число наблюдений	Среднее	Min	Max	Дисперсия	Стандартное отклонение	Эксцесс
Проницаемость, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$	976	91,8	0	18143,0	624510,4	790,3	309,3
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$	984	72,8	0	9058,2	191179,1	437,2	234,0
	$D_3\text{fm}_1(\text{zd})$	1199	8,9	0	909,5	1780,1	42,2	197,0
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$	1025	2,6	2,0	2,8	0,0	0,1	7,4
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$	1142	2,6	2,1	2,8	0,0	0,1	0,3
	$D_3\text{fm}_1(\text{zd})$	1332	2,6	2,2	2,8	0,0	0,1	0,8
Пористость, д.ед.	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$	1025	0,05	0,001	0,29	0,11	0,03	0,06
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$	1142	0,06	0,004	0,21	0,19	0,04	0,003
	$D_3\text{fm}_1(\text{zd})$	1332	0,04	0,004	0,18	0,11	0,03	0,01
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$	176	34,1	0,1	99,9	1730,8	41,6	-1,5
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$	108	98,0	83,5	99,9	4,2	2,1	24,7
	$D_3\text{fm}_1(\text{zd})$	176	65,2	0,1	99,9	1780,2	42,2	-1,5
Содержание кальцита, %	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$	108	2,0	0,1	13,9	3,2	1,8	18,3
	$D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$	108	2,0	0,1	13,9	3,2	1,8	18,3

Из табл.1 видно, что коллекторские свойства образцов $D_3\text{fm}_1(\text{el}_{1-3})$ и $D_3\text{fm}_1(\text{zd})$ значительно различаются. Среднее значение проницаемости самое высокое у пород пласта $D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$ ($0,092 \text{ мкм}^2$), чуть ниже у $D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$ ($0,073 \text{ мкм}^2$), а у пласта $D_3\text{fm}_1(\text{zd})$ на порядок ниже ($0,009 \text{ мкм}^2$). Однако у образцов $D_3\text{fm}_1(\text{el}_{1,3})$ и $D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$ высокие значения стандартного отклонения – 780,3 и 437,2 соответственно, а для $D_3\text{fm}_1(\text{zd})$ – 42,2, что указывает на неоднородность пластов $D_3\text{fm}_1(\text{el}_{1,3})$ по проницаемости и большую выдержанность пласта $D_3\text{fm}_1(\text{zd})$. Средние значения пористости наибольшие у образцов пласта $D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$ (0,05 д.ед.), однако максимальные значения соответствуют пласту $D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$ (0,29 д.ед.), у объекта $D_3\text{fm}_1(\text{zd})$ средние значения пористости самые низкие (0,04 д.ед.). Различия параметров объемной плотности не установлены. Необходимо отметить, что пласты $D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$ и $D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$ значительно отличаются по содержанию кальцита и доломита. В образцах $D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$ преобладает доломит (среднее значение 65,2 %), в образцах $D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$ – кальцит (среднее значение 98 %). Отсюда можно сделать вывод, что породы пласта $D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$ больше подвержены вторичным изменениям, в связи с чем обладают более высокими коллекторскими свойствами.

В рамках стандартного подхода к созданию гидродинамических моделей при построении куба проницаемости учитывается зависимость «керн – ГИС» $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}})$. Зачастую при использовании только зависимости не удается настроить в скважинах модели исторические данные по добыче жидкости и нефти [11, 12]. В данной работе с целью дополнительной модификации проницаемости проведен статистический анализ керновых исследований для построения многомерных зависимостей влияния параметров на проницаемость для каждого из пластов.

На первом этапе методом линейного дискриминантного анализа, который позволяет на основании комплекса признаков максимально разграничить выборки, установлено различие пластов $D_3\text{fm}_1(\text{el}_1)$, $D_3\text{fm}_1(\text{el}_3)$, $D_3\text{fm}_1(\text{zd})$ по параметрам проницаемости, пористости и плотности, содержания кальцита и доломита. Результаты классификации показаны на рис.6. Из рисунка видно, что по выбранным показателям выборки значительно различаются. Наблюдается четкая классификация трех различных групп, расходжение по всем показателям статистически значимое (достигаемый уровень значимости $p < 0,05$).

Далее с целью реализации более детального подхода к распределению проницаемости в объеме ПДГТМ для каждого пласта построены многомерные зависимости, позволяющие оценить влияние комплекса параметров на проницаемость. Многомерные зависимости построены путем пошаговой

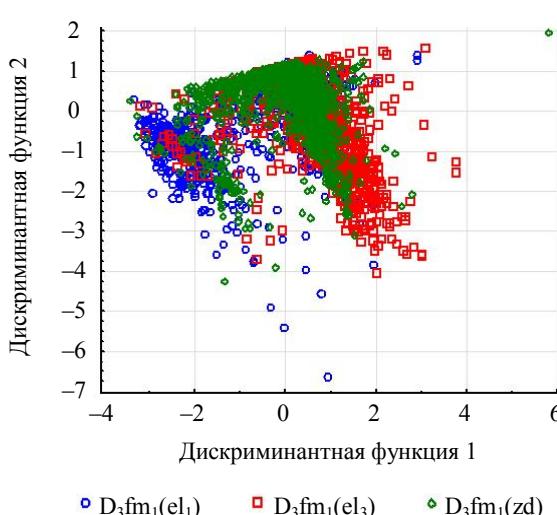


Рис.6. Диаграмма рассеяния для канонических значений

множественной регрессии с включением в модель значимых параметров на каждом шаге. Учтены параметры пористости, плотности, содержания кальцита и доломита в породе. Достоверность статистических моделей оценивалась коэффициентом множественной корреляции R и достигаемым уровнем значимости p . В итоге для каждого из пластов получены следующие зависимости:

$$D_3fm_1(el_1): K_{np} = 434K_{pi} + 15,1Calc + 4722\rho - 21181 \text{ при } n = 171; R = 0,68; p < 10^{-4}; \quad (2)$$

$$D_3fm_1(el_3): K_{np} = 410K_{pi} + 7604\rho - 20882 \text{ при } n = 78; R = 0,58; p < 0,0005; \quad (3)$$

$$D_3fm_1(zd): K_{np} = 6K_{pi} + 62,3\rho + 177 \text{ при } n = 318; R = 0,53; p < 0,0000, \quad (4)$$

где ρ – плотность породы, $\text{кг}/\text{м}^3 \cdot 10^{-3}$; $Calc$ – процентное содержание кальцита, %; n – количество значений при построении модели.

Для каждого пласта учтены параметры, влияющие на формирование проницаемости. Для пород $D_3fm_1(el_1)$ значимыми параметрами оказались пористость, содержание кальцита и плотность породы, что объясняется наличием палеокарста и большого количества каверн. Содержание доломита не оказалось статистически значимого влияния на проницаемость, что свидетельствует о важности влияния выщелачивания на фильтрационные характеристики пласта. На формирование проницаемости пластов $D_3fm_1(el_3)$ и $D_3fm_1(zd)$ оказывают влияние параметры пористости и плотности. Эти породы менее подвержены вторичным процессам, поэтому содержание в них кальцита и доломита не оказали статистически значимого влияния на абсолютную проницаемость.

Полученные зависимости (2)-(4) позволяют распределить абсолютную проницаемость по всему объему изучаемых пластов. Для этого на первом этапе с помощью кривых свойств пористости, плотности, содержания кальцита в породе, откалиброванных по данным керновых исследований, создаются кубы свойств путем интерполяции параметров по всему объему модели. Затем, исходя из полученных зависимостей, осуществляется пересчет абсолютной проницаемости для всех пластов (рис.7).

Результаты. На заключительном этапе работы осуществлена проверка эффективности предлагаемой методики. Оценена сходимость с фактическими данными ПДГТМ, созданной стандартным способом, и модели, созданной в рамках данного исследования (табл.2). Задача выполнена однократно, дополнительная настройка ПДГТМ не осуществлялась.

По результатам проведенных расчетов сходимость ПДГТМ с фактической по накопленной добыче нефти увеличилась на 24,9 %, по накопленной добыче жидкости на – 9,9 %. Также отмечается значительное повышение сходимости динамики пластового давления с фактическими значениями (рис.8).

В ходе работы проведен анализ геологического строения многопластового месторождения Альфа, выявлена необходимость учета геомеханических свойств и неоднородности строения при построении геолого-гидродинамической модели. Для учета параметра сжимаемости выявлен допустимый диапазон эффективных давлений. Проанализированы результаты компрессионных испытаний 178 образцов керна, построены зависимости сжимаемости от пористости в допустимом диапазоне. Методами математической статистики доказана необходимость учета сжимаемости отдельно для каждого продуктивного пласта. Для более физичного распределения пластового давления в условиях высокорасчлененных коллекторов с помощью добавления в модель субколлектора про-

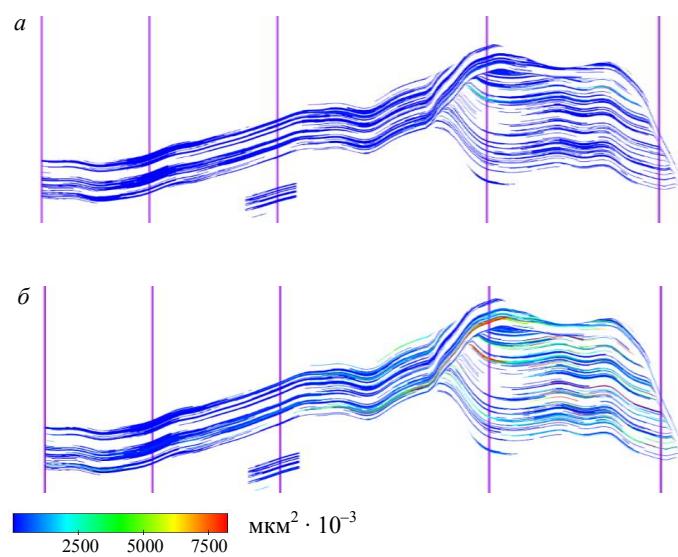


Рис.7. Произвольный разрез на примере куба абсолютной проницаемости: модель без модификаций (а); модель с дополнительными модификациями (б)

Таблица 2

Сравнительная характеристика ПДГТМ с фактической накопленной добычей нефти

Метод создания ПДГДМ	Накопленная добыча нефти, тыс.т			Накопленная добыча жидкости, тыс.т		
	Фактическая	Расчетная	Погрешность, %	Фактическая	Расчетная	Погрешность, %
Без модификации	11992,0	6874,2	42,7	12839,4	9998,4	22,1
С модификациями		9854,7	17,8		11853,2	12,2

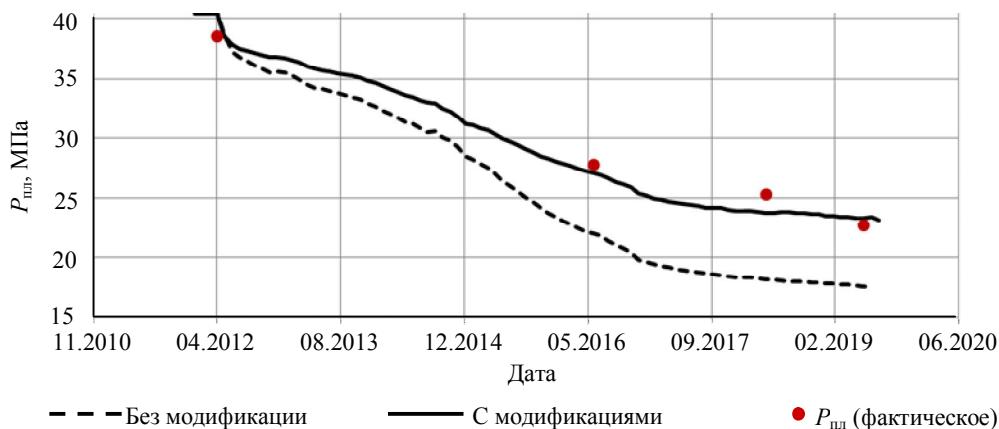


Рис.8. Сопоставление расчетного и фактического пластового давления для скв. № 2 месторождения Альфа

изведен учет упругих свойств плотных пород. Для уточнения фильтрационных характеристик пластов детально проанализированы свойства образцов керна: проницаемость, пористость, плотность, содержание кальцита и доломита. Установлено, что наилучшими ФЕС обладают коллекторы пласта $D_3fm_1(el_1)$, а худшими – пласта $D_3fm_1(zd)$.

Для создания куба проницаемости сложнопостроенных коллекторов использованы многомерные зависимости проницаемости от комплекса параметров (пористость, плотность, содержание кальцита и доломита) отдельно для каждого продуктивного пласта, что позволило учитывать неоднородность строения и влияние вторичных процессов на параметр проницаемости. Проведено сравнение результатов настройки модифицированной модели на фактические данные с моделью без модификаций. В результате в модели удалось успешно произвести настройку изменения пластового давления во времени, а также значительно повысить качество настройки показателей добычи жидкости и нефти.

Заключение. Применение предлагаемого подхода позволило значительно упростить процедуру адаптации геолого-гидродинамических моделей к фактическим показателям разработки. Дискретизация коэффициента сжимаемости порового пространства в зависимости от пористости, а также добавление в модель субколлектора позволили повысить уровень физичности распределения пластового давления в объеме ПДГТМ и с большей сходимостью воспроизвести фактические данные истории разработки исследуемых эксплуатационных объектов. Распределение абсолютной проницаемости в зависимости от комплекса параметров позволило с высокой точностью воспроизвести фильтрационные процессы, характерные для сложнопостроенных коллекторов, что значительно повысило качество ПДГТМ рассматриваемого месторождения и, соответственно, качество краткосрочных и долгосрочных прогнозов.

При учете геомеханических свойств в модели по методике, описанной в данной работе, скорость расчетов не изменилась, что стало значительным преимуществом перед полноценными геомеханическими моделями, расчеты которых делятся до шести суток.

В дальнейших исследованиях авторы статьи планируют использовать алгоритмы машинного обучения для повышения точности геологической основы и снижения степени субъективизма модели при распределении параметров в межскважинном пространстве.



ЛИТЕРАТУРА

1. Альчибаев Д.В. Роль трехмерного геомеханического моделирования в разработке Северо-Самбургского месторождения / Д.В.Альчибаев, А.Е.Глазырина // PROНефть. 2018. № 4. С. 56-59. DOI: 10.24887/2587-7399-2018-4-56-59
2. Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов на основе комплексных геомеханических исследований / Ю.А.Кашников, С.Г.Ашихмин, Д.В.Шустов, С.Ю.Якимов, А.Э.Кухтинский // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 66-69. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-3-66-69
3. Мартюшев Д.А. Определение раскрытия и скимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения / Д.А.Мартюшев, А.В.Лекомцев, А.Г.Котоусов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 16. С. 61-69.
4. Модель фильтрации в скважину с учетом зависимости проницаемости от напряжений / В.И.Карев, Ю.Ф.Коваленко, А.Б.Журавлев, К.Б.Устинов // Процессы в геосредах. 2015. № 4. С. 34-44.
5. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного керна сложнопостроенных карбонатных коллекторов / И.П.Гурбатова, В.В.Плотников, Н.А.Попов, И.В.Сысоев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. № 9. С. 79-86.
6. Попов Н.А. Характеристика литотипов позднедевонских рифогенных построек Денисовской впадины / Н.А.Попов, А.В.Плюснин, А.Ю.Староверова // Тезисы докладов XXI Губкинских чтений «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», 24-25 марта 2016; РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина, 2016. С. 248-253.
7. РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газо-нефтяных месторождений.
8. Соболев А.А. Обзор мирового опыта геолого-геомеханического моделирования // Научный журнал. 2016. № 12. С. 17-18.
9. Barletta A. Fluid Flow in Porous Media // Routes to Absolute Instability in Porous Media. Cham, Switzerland: Springer, 2019. P. 121-133.
10. Integrated Static and Dynamic Big-Loop Modeling Workflow for Assisted History Matching of SAGD Process with Presence of Shale Barriers / Ngoc T.B. Nguyen, Cuong T.Q. Dang, Chaodong Yang, Long X. Nghiem, Zhangxin Chen // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, 13-14 March 2018, Calgary, Alberta, Canada. P. 30-50. DOI: 10.2118/189725-MS
11. Jef Caers. Geostatistical History Matching Under Training-Image Based Geological Model Constraints // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 29 September – 2 October 2002, San Antonio, Texas, USA. DOI: 10.2118/77429-MS
12. Jeroen C. Vink. Bayesian Style History Matching: Another Way to Under-Estimate Forecast Uncertainty? / Jeroen C. Vink, Guohua Gao, Chaohui Chen // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 28-30 September 2015, Houston, Texas, USA. 19 p. DOI: 10.2118/175121-MS
13. Methods of predicting the effectiveness of hydrochloric acid treatment using hydrodynamic simulation / I.Putilov, S.Krivoshchekov, K.Vyatkin, A.Kochnev, K.Ravelev // Applied Sciences. 2020. Vol. 10. Iss. 14. DOI:10.3390/app1014482
14. Numbere D.T. A model for Tracer Flow in Heterogeneous Porous Media / D.T.Numbere, A.Erkal // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, 23-24 March 1998, Kuala Lumpur, Malaysia, 1998. P. 37-44. DOI: 10.2118/39705-MS
15. Permeability dependency on stiff and compliant porosities: a model and some experimental examples / S.A.Shapiro, G.P.Khizhniak, V.V.Plotnikov, R.Niemann, P.Yu.Ilyushin, S.V.Galkin // Journal of Geophysics and Engineering. 2015. Vol. 12. № 3. P. 376-385. DOI: 10.1088/1742-2132/12/3/376
16. Stiff- and compliant-porosity based model of permeability – Theory and experiments: Conference Proceedings / S.A.Shapiro, G.P.Khizhniak, V.V.Plotnikov, R.Niemann, P.Y.Ilyushin, S.V.Galkin // 77th EAGE Conference and Exhibition, 1-4 June 2015, Madrid, 2015. P. 2812-2816. DOI: 10.3997/2214-4609.201412949

Авторы: С.В.Галкин, д-р геол.-минерал. наук, профессор, doc_galkin@mail.ru (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), С.Н.Кривошеков, канд. техн. наук, доцент, krivoshchekov@gmail.com (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), Н.Д.Козырев, аспирант, nikitonkozyrev@gmail.com (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), А.А.Кочнев, аспирант, sashakoch93@gmail.com (Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия), А.Г.Менгалиев, инженер, mengaliev.alexandr@gmail.com (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжениринг» «ПермНИПИнефть» Пермь, Россия).

Статья поступила в редакцию 23.04.2020

Статья принята к публикации 03.05.2020.