SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ПАРАМЕТРИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА НА ФАКТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ

Г. И. Джалалов*[1], Г. Ж. Молдабаева[2], Г. Е. Кунаева[3]

[1]*Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан*

[2]*Satbayev University, Алматы, Казахстан*

[3]*Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова, Актау, Казахстан*

Parametric identification of the hydrodynamic model of the reservoir by the actual indicators of the event

G. I. Dzhalalov*[1], G. Zh. Moldabayeva[2], G. E. Kunayeva[3]

[1]*Institute of Oil and Gas Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, Azerbaijan*

[2]*Satbayev University, Almaty, Kazakhstan*

[3]*Sh. Yessenov of Caspian State University of Technologies and Engineering, Aktau, Kazakhstan*

ABSTRACT

At the present stage of the development of the oil industry, mathematical modeling is widely used in the design and analysis of development during the entire cycle of field operation. The most laborious and difficult stage in the creation of geological and hydrodynamic models is their identification to the actual development data and resolution of uncertainties associated with the analysis of geological and physical parameters. Parametric identification is the most important procedure in the modeling process, because the degree of reliability of predictive indicators of object development depends on the quality of the results obtained at this stage. The paper presents the main methods and results of adapting the hydrodynamic model in the history of oil field development in order to use the model to calculate forecast options. When creating a geological and hydrodynamic simulation model for the selected block of the Kenkiyak deposit of Kazakhstan, geological and field data and research data on the determination of thermobaric parameters of fluids and rocks were used. To solve this problem, the Masket-Meres model of isothermal unsteady spatial filtration of reservoir fluids was adopted. The desired parameters are refined on the basis of gradient procedures using optimal control theory. The predictive problem of the feasibility of using horizontal wells to increase the oil recovery coefficient of the specified sector of the field has been solved.

KEYWORDS

Adaptation;
Predictive task;
Oil recovery;
Oil reservoir;
Phase permeability;
Hydrodynamic model.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В нефтедобывающей отрасли роль гидродинамического моделирования для повышения эффективности разработки месторождений значительно выросла за последнее время.

Процесс гидродинамического моделирования разработки нефтяных и газовых залежей является одним из важнейших этапов при создании проектных документов по их разработке и предъявляет повышенные требования к получению широкомасштабной информации об основных параметрах пластовых систем. Известно, что необходимым условием применимости созданной модели является предварительная адаптация, т.е. согласование результатов расчета технологических показателей предшествующего периода разработки с фактическими данными.

**E-mail:* dzhalalovgarib@rambler.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400782

При адаптации гидродинамических моделей фильтрации расхождения между прогнозными и фактическими данными могут быть связаны как с неточностью исходной информации о пласте, так и с несовершенством принятой математической модели течения флюидов в пласте. Естественно, степень адаптации будет тем выше, чем лучше математическая модель описывает реальные физические процессы, происходящие в пласте. Выбор метода построения модели нефтяного пласта зависит от качества и полноты исходной информации о геологическом строении пласта, физических свойствах фильтрующихся жидкостей и пористой среды, а также текущей промысловой информации.

В последние годы, в постановке и решении многомерных многофазных задач теории фильтрации достигнут большой прогресс, а что касается анализа разработки, настройки фактических показателей разработки месторождений, т.е. решения задач идентификации, опреде-

ления или уточнения коллекторских свойств пласта на основе фактических данных исследований и эксплуатации скважин (называемые обратными задачами), то здесь достигнутые результаты менее впечатляющие, причем, как правило, обратные задачи являются некорректными, что существенно осложняет их решение [1-5].

Фазовые проницаемости являются одной из важнейших характеристик процесса многофазного течения пластовых флюидов и их идентификация во многих случаях более полезна для повышения достоверности комплекса газо-гидродинамических расчетов по определению технологических показателей разработки залежей нефти и газа.

Функции относительных фазовых проницаемостей (ОФП), входящих в уравнения фильтрации многофазных жидкостей, обычно определяются экспериментально на малых образцах породы (кернах), которые представляют лишь незначительную часть объёма пласта и должны быть модифицированы. Известно, что ОФП зависят от множества факторов (структурная характеристика среды, смачиваемость, градиент давления, история насыщения) и форма их кривых существенно влияет на результаты расчетов. Кроме того, поскольку реальным коллекторам нефти и газа свойственны неоднородности различного масштаба, то эти функции должны зависеть и от масштаба осреднения.

Известны различные методы определения ОФП по данным гидродинамических и геофизических исследований [3-8]. В последнее время для определения ОФП все чаще применяются методы, основанные на использовании гидродинамической информации, накопленной в процессе эксплуатации залежей нефти и газа. При этом параметры, входящие в выражения распределения ОФП в зависимости от насыщенности, определяются из решения различными методами обратных задач теории фильтрации.

Постановка задачи

В Республике Казахстан, бурение и освоение горизонтальных скважин (ГС), является перспективным направлением и имеется несколько месторождений, где пробурены ГС [6]. Применение современных технологий горизонтального бурения геологической навигации будет обоснованным только в случае правильного выбора геологических мишеней.

В данной работе на основании параметров, характеризующих продуктивный блок месторождения Кенкияк Казахстана, с учетом существующих критериев, рассмотрена возможность бурения ГС и ее влияние на показатели добычи. На рисунке 1 дано геометрическое изображение блока месторождения Кенкияк [6].

Предполагая, что горизонтальная скважина может быть заменена линейным стоком, расположенным по ее оси, гидродинамическая модель фильтрации многофазной смеси к горизонтальной скважине может быть дана аналогично в виде системы уравнений Маскета-Мереса, основанной на законах сохранения массы и закона Дарси [1, 4, 8]:

$$\nabla \cdot \overrightarrow{V_н} + \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{mS_н}{B_н}\right) = \sum_j \frac{Q_{нj}(t)}{\eta_j}\left[\sigma(x-l_{1j}) - \sigma(x-l_{2j})\right]\delta(y-y_j)\delta(z-z_j), \quad (1)$$

$$\nabla \overrightarrow{V_в} + \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{mS_в}{B_в}\right) = \sum_j \frac{Q_{bj}(t)}{\eta_j}\left[\sigma(x-l_{1j}) - \sigma(x-l_{2j})\right]\delta(y-y_j)\delta(z-z_j), \quad (2)$$

$$\nabla \cdot \left(\overrightarrow{V_г} + R_н \overrightarrow{V_н} + R_в \overrightarrow{V_в}\right) + \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{mS_г}{B_г} + R_н \frac{mS_н}{B_н} + R_b \frac{m\delta_в}{B_в}\right) = \sum_j \frac{Q_{rj}(t)}{\eta_j}\left[\sigma(x-l_{1j}) - \sigma(x-l_{2j}\right].\delta(y-y_j)\delta(z-z_j), \quad (3)$$

$$S_н + S_в + S_г = 1, \quad (4)$$

$$\overrightarrow{V_l} = -\frac{KK_г(S_г)}{\mu_l} qradP, \quad (5)$$

$$l = н,\ г,\ в$$

Здесь «*н*», «*в*», «*г*» относятся соответственно к нефтяной, водной и газовой фазе. Остальные обозначения следующие: x, y, z – координаты, t – время; $P(x,y,z,t)$- пластовые давление; $S_l(x,y,z)$ – насыщенность l-ой фазы; $m(x,y,z)$ – пористость пласта; μ_l – вязкость l-ой фазы; B_l – объемный коэффициент l-ой фазы; $R_н(p)$, $R_в(p)$ – растворимость газа в нефти и воде; $\overrightarrow{V_l}(x,y,x)$ – компоненты вектора скорости фильтрации l-й фазы; Q_{lj} – интенсивность отбора l-ой фазы; $\delta(\xi)$ – дельта функция Дирака; $\sigma(\xi)$ – единичная функция Хевисайда; ∇ – оператор Гамильтона; $K_l(S_l)$- относительно проницаемость для l-ой фазы; $\eta_j = l_{2j} - l_{1j}$ – длины горизонтальных скважин.

Чтобы замкнуть систему (1)-(5) и при этом построить секторную гидродинамическую модель участка требуется задать соответствующие начальные и граничные условия.

Юго-восточная часть, выбранного блока, граничит с водоносным горизонтом, водонефтяной контакт находится на высоте 310 м на начальной стадии, северная сторона граничит с одним из основных геологических разломов, но между другими существует определенная связь и поток.

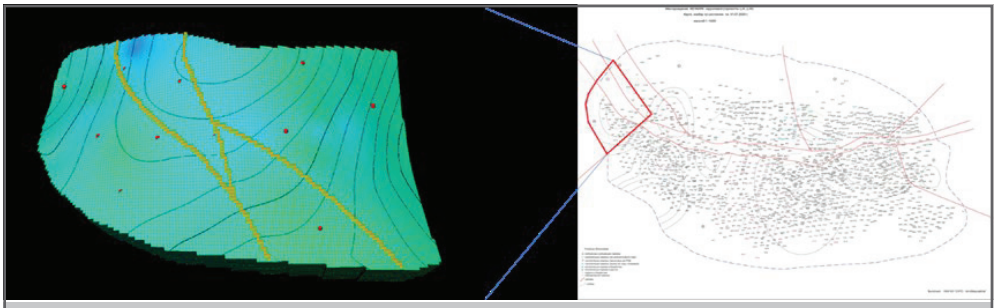

Рис. 1. Выбранный блок месторождения **Кенкияк**

При построении гидродинамической модели использованы следующие исходные данные:

- цифровая трехмерная геологическая модель выбранного блока
- начальное пластовое давление $P_o(x,y,z)$,
- начальное распределение нефти, воды и газонасыщенности;
- режимы работы скважин;
- условия на границах элемента пласта;
- физико-химические свойства нефти и газа, зависимость свойств нефти от давления (PVT-свойства);
- параметры относительных фазовых проницаемостей нефти, газа и воды;
- геолого-промысловые данные по добыче флюидов;
- исходные геолого-физические характеристики выбранного блока.

В геологическом строении месторождения принимают участие осадочные отложения палеозоя - пермские, мезозоя - триасовые, юрские, меловые, кайнозой-четвертичного возраста.

На основной площади в результате бурения и испытания скважин установлены следующие продуктивные горизонты: Ю$_2$-I, Ю$_2$-II, Ю$_2$-III – в среднеюрских отложениях (табл. 1).

В тектоническом отношении район представляет собой зону сочленения Прикаспийской впадины и Мугоджарской складчатой системы.

Согласно структурно-тектоническому районированию мезозойского комплекса, месторождение Кенкияк находится в Шубаркудук-Акжарской «относительно приподнятой» зоне.

В локальном плане месторождение приурочено к одноименному соляному куполу, расположенному в восточной прибортовой части Прикаспийской впадины [9].

Ниже приводятся литологическая и емкостно-фильтрационная характеристики, а также насыщенности по горизонтам. Результаты оценки коллекторских свойств пласта и их насыщенности приведены в таблице 4.

Блок IIIа и горизонты Ю$_1$, Ю$_2$ и Ю$_3$ были выбраны для анализа выгод горизонтальных нефтяных скважин на месторождении Кенкияк. Выше перечисленные геологические и петрофизические свойства были использованы в геоячеистой и петрофизической модели, а также свойства флюидов и относительные проницаемости были взяты из аналогового месторождения в гидродинамической модели.

Таблица 1

Стратиграфический разрез месторождения Кенкияк

Продуктивный горизонт	Характеристика
Ю$_2$-I	Глины углистые. Пески и песчаники разнозернистые, известковистые и неизвестковистые, с включениям углистого материала
Ю$_2$-II	
Ю$_2$-III	

Таблица 2

Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Толщина	Наименование	Среднеюрский		
		Ю$_2$-I	Ю$_2$-II	Ю$_2$-III
Общая	Средняя, м	11.8	43.8	15.9
	Интервал изменения, м	0.5-35.6	1.6-78.1	0.7-50.5
	Коэффициент вариации	0.71	0.28	0.56
Нефтенасыщенная	Средняя, м	7.7	22.1	9.6
	Интервал изменения, м	0.4-27.5	2.1-66.6	0.5-33.3
	Коэффициент вариации	0.81	0.48	0.62
Водонасыщенная	Средняя, м	7.1	9.2	8
	Интервал изменения, м	0.4-28.2	0.8-40.2	0.6-36.7
	Коэффициент вариации	0.82	0.79	0.66
Общ.эффективная	Средняя, м	8.6	24	10.5
	Интервал изменения, м	0.5-33.6	1.6-66.6	0.7-46.0
	Коэффициент вариации	0.81	0.46	0.59

Таблица 3

Статические показатели характеристик неоднородности пластов

Толщина	Наименование	Среднеюрский		
		Ю$_2$-I	Ю$_2$-II	Ю$_2$-III
Количество скважин, используемых для определения		1035	1363	952
Коэффициент песчанистости	Средняя	0.5	0.7	0.7
	Интервал изменения	0.08-1.0	0.06-1.0	0.18-1.0
	Коэффициент вариации	0.40	0.33	0.36
Коэффициент расчлененности	Средняя	4.4	2.4	1.9
	Интервал изменения	1-13	1-12	1-5
	Коэффициент вариации	0.51	0.59	0.71

Таблица 4

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм^2	Коэффициент открытой пористости, д.ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.
$Ю_2$-I горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	12	18	-
	Кол-во определений, шт.	96	122	-
	Среднее значение	0.853	0.348	-
	Коэффициент вариации	1.182	0.129	-
	Интервал изменения	0.012-4.555	0.188-0.409	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	392	340
	Кол-во определений, шт.	-	712	632
	Среднее значение	-	0.33	0.53
	Коэффициент вариации	-	0.11	0.20
	Интервал изменения	-	0.18-0.40	0.40-0.86
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-
	Кол-во определений, шт.	1	-	-
	Среднее значение	0.04	-	-
	Коэффициент вариации	0	-	-
	Интервал изменения	-	-	-
$Ю_2$-II горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	28	36	-
	Кол-во определений, шт.	340	420	-
	Среднее значение	1.562	0.362	-
	Коэффициент вариации	1.021	0.115	-
	Интервал изменения	0.01-6.77	0.198-0.409	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	979	885
	Кол-во определений, шт.	-	4407	4161
	Среднее значение	-	0.33	0.58
	Коэффициент вариации	-	0.095	0.174
	Интервал изменения	-	0.18-0.38	0.40-0.86
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	9	-	-
	Кол-во определений, шт.	9	-	-
	Среднее значение	0.391	-	-
	Коэффициент вариации	1.418	-	-
	Интервал изменения	0.035-1.37	-	-
$Ю_2$-III горизонт				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	16	20	-
	Кол-во определений, шт.	178	209	-
	Среднее значение	1.244	0.343	-
	Коэффициент вариации	1.34	0.148	-
	Интервал изменения	0.0104-8.84	0.185-0.409	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	458	425
	Кол-во определений, шт.	-	935	871
	Среднее значение	-	0.324	0.55
	Коэффициент вариации	-	0.11	0.17
	Интервал изменения	-	0.20-0.39	0.40-0.83
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	2	-	-
	Кол-во определений, шт.	3	-	-
	Среднее значение	0.457	-	-
	Коэффициент вариации	1.006	-	-
	Интервал изменения	0.200-0.788	-	-

Зависимость свойств PVT нефти газа от давления приведены на рисунках 2-6.

На рисунке 8 проведены гистограммы коэффициентов песчанистости, пористости, водонасыщенности и абсолютной проницаемости по площади рассматриваемого блока.

В выбранном блоке 5 действующих нефтедобывающих скважин (P_1, P_2, P_3, P_4 и P_5). Все эти нефтедобывающие

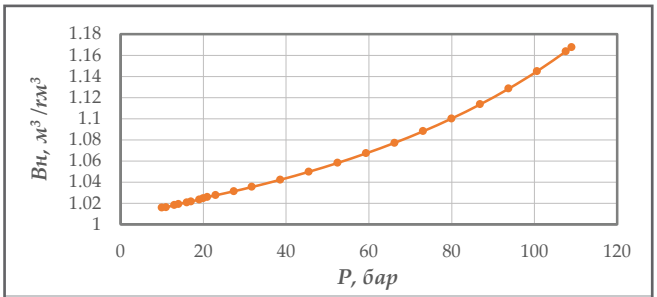

Рис. 2. Зависимость объемного коэффициента нефти от давления

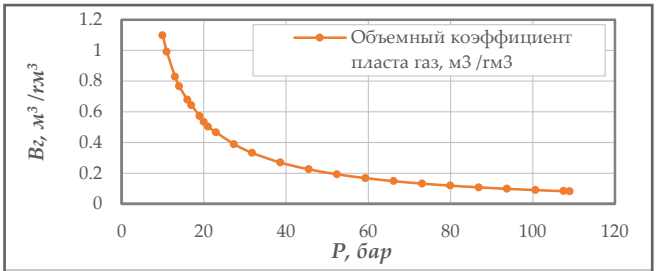

Рис. 3. Зависимость объемного коэффициента газа от давления

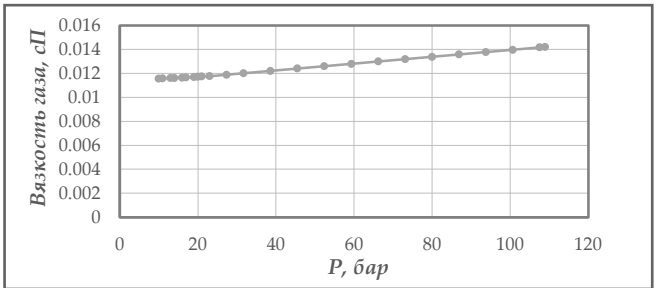

Рис. 4. Зависимость вязкости газа от давления

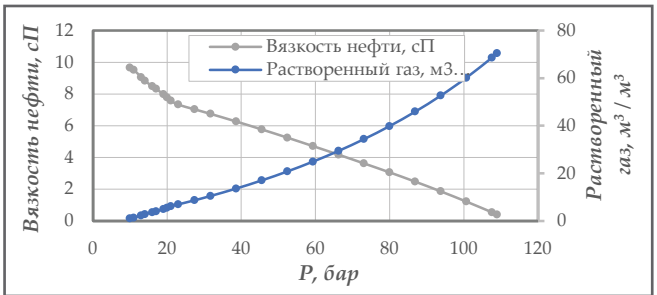

Рис. 5. Зависимость вязкости нефти растворенного в нефти газа от давления

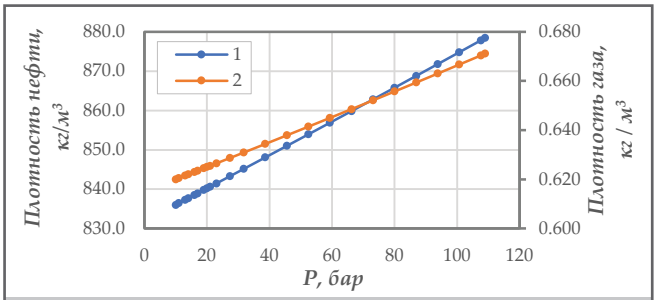

Рис. 6. Зависимость плотности нефти и газа от давления (1 - для нефти, 2 - для газа)

Таблица 5

Статистические ряды распределений проницаемости

№№ п/п	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, мкм²	Число случаев	Интервалы изменения, мкм²	Число случаев
Ю₂-I горизонт				
2	-	-	0.012-4.555	96
Ю₂ -II горизонт				
3	-	-	0.01-6.77	340
Ю₂ -III горизонт				
4	-	-	178	0.01-8.84

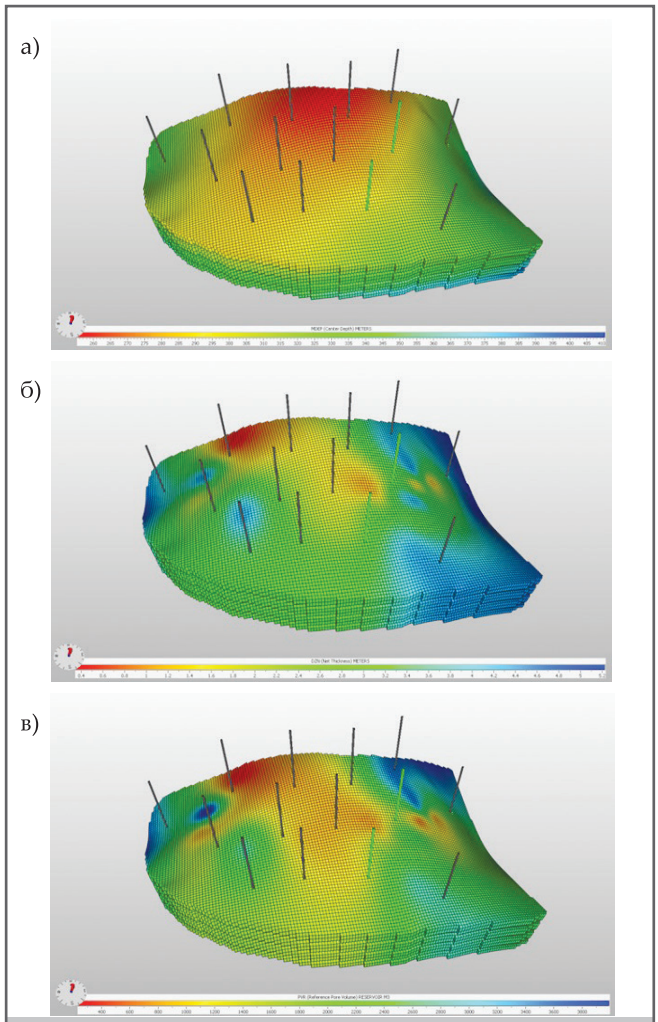

Рис. 7. а) Структурный вид пластовой модели; б) карта распределения эффективной мощности по площади; в) карта распределения пористости по площади

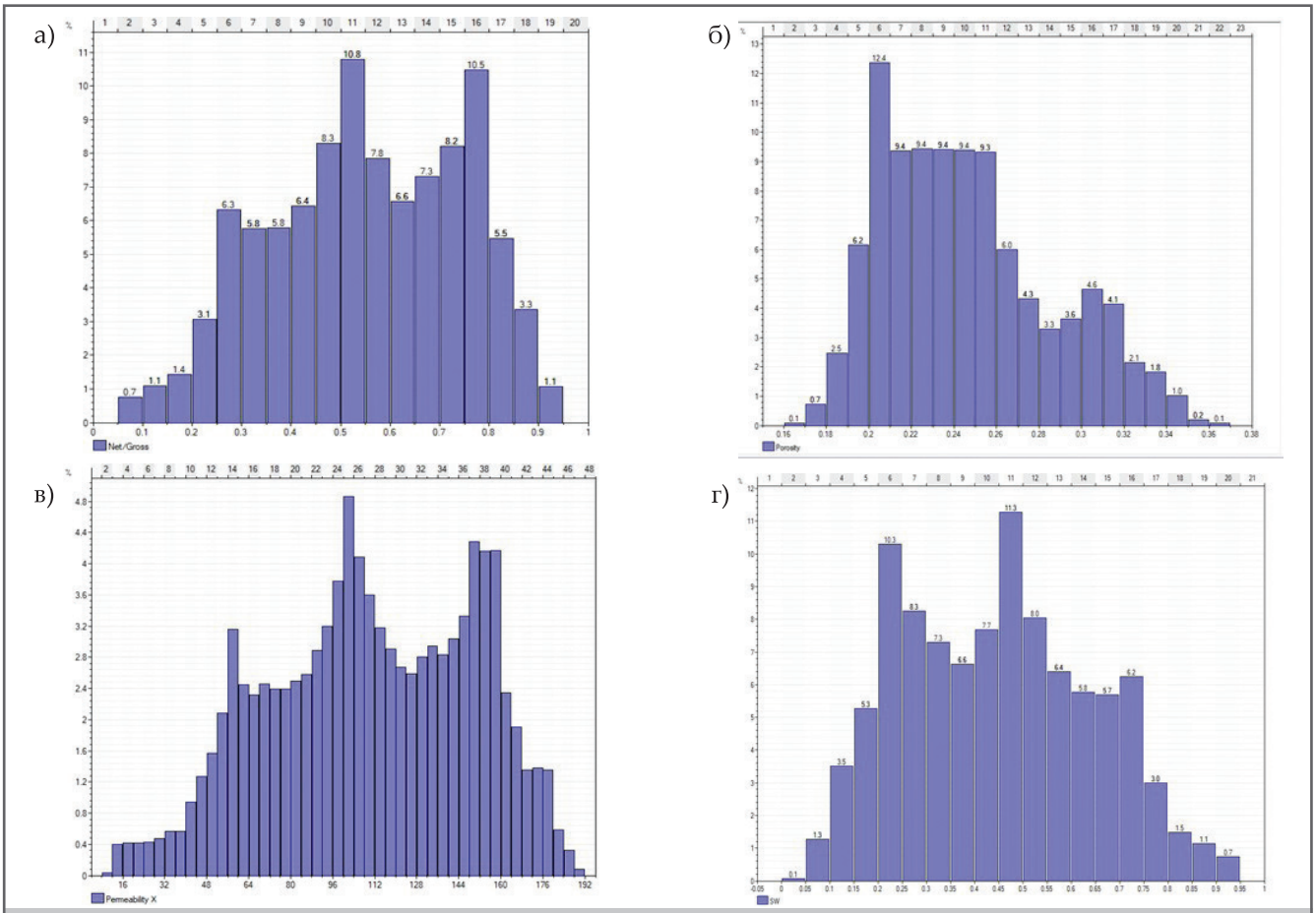

Рис. 8. Гистограммы физико-химических параметров пласта:
а) коэффициент песчанистости; б) пористость; в) водонасыщенность; г) проницаемость, мД

скважины пробурены практически вертикально в восточной части блока и впоследствии перфорировали весь горизонт $Ю_1$, $Ю_2$ и $Ю_3$. История добычи по этим скважинам доступна с января 2019 года, и есть несколько данных испытаний давления на основе анализа накоплений.

Начальные данные для залежи составляют следующие значения:

– начальное пластовое давление 50 бар;
– пластовая температура 45 °C;
– давления насыщения 50 бар;
– начальная водонасыщенность 0.24;
– начальная нефтенасыщенность 0.76;
– радиус скважин 0.1 м;
– длина горизонтального ствола $\eta = 200$ м;
– геометрические размерности выбранного блока: $l_x = 3800$ м, $l_y = 6660$ м, $l_z = 60$ м

Для перехода от геологической модели к гидродинамической необходимо проведение процесса ремасштабирования.

Ремасштабирование геологической модели по латерали не производилось, и гидродинамическая сетка в пласте соответствует геологической с тем же горизонтальным разрешением 50×50 м.

Адаптация фильтрационной модели по данным истории разработки прогнозная задача

Для уточнения гидродинамической модели используется адаптация модели, по данным история разработки залежи, т.е. на модели воспроизводится вся динамика предшествующей разработки залежи и путем настройки параметров модели добиваются наиболее точного соответствия историческим показаниям. Чтобы не использовать всю историю добычи существующих скважин, были использованы только 5 условных нефтяных скважин, которые покрывают такое же истощение на месторождении Кенкияк. Адаптация модели к условиям пласта и истории его разработки производится с помощью минимизируемых критериев качества [1, 4, 10]:

$$J(u) = \left(\overline{P}_{рас.} - \overline{P}_{фак.}\right)^2 + \sum_{J=1}^{N}\left[C_н\left(Q^j_{н_{рас.}} - Q^j_{н_{фак.}}\right)^2 + C_в\left(Q^j_{в_{рас.}} - Q^j_{в_{фак.}}\right)^2 + C_г\left(Q^j_{г_{рас.}} - Q^j_{г_{фак.}}\right)^2\right], \quad (6)$$

здесь j – номер замера на скважине; N – количество проведенных замеров; $\overline{P}_{рас.} - \overline{P}_{фак.}$ – среднее расчетное и фактическое пластовое давления залежи в момент времени t; $Q^j_н, Q^j_в, Q^j_г$ добыча нефти, воды и газа соответственно на момент проведения j-го замера на скважине; $C_н$, $C_в$, $C_г$ – нормирующие множители; u – вектор управляющих параметров.

В качестве управляющих параметров выступают следующие:

– добыча нефти, воды и газа
– параметры относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды, как коэффициенты, зависящие от водонасыщенности;

Минимизация функции $J(u)$ осуществляется при помощи итерационной градиентной процедуры поиска экстремума, для реализации которой необходимо определять функциональные производные по иденти-

фицируемым параметрам. Поэтому решение обратной задачи включают в себя получение сопряженной системы дифференциальных уравнений Маскета-Мереса (1)-(5) и последующее ее решение путем вариации по независимым переменным исходной системы уравнений.

При восстановлении истории разработки наиболее надеждой промысловой информацией являлись динамические пластовые давления, отборы воды, отборы жидкости, суммарный отбор флюидов, водный процент в суммарной жидкости и поровый объем пласта. До восстановления истории разработки были подобраны относительные фазовые проницаемости в стандартной форме в виде:

$$K_в(S) = -13.884\ S^4 + 29.04\ S^3 - 18.23\ S^2 + 4.4343\ S - 0.3629$$
$$K_н(S) = -37.436\ S^4 + S\ 95.108\ S^3 - 81.919\ S^2 + 25.794\ S - 1.5463 \quad (7)$$
$$K_г(S) = -15.6466\ S^4 + 36.2015\ S^3 - 22.4564\ S^2 + 2.6506\ S - 0.2461$$

Показатели динамики отборов показаны для двух вариантов – исходного и адаптированного. Исходный вариант получен путем аппроксимации только данных параметров скважин на площадь объекта, а адаптированный – путем такой же аппроксимации, но при этом к данным по скважинам добавлены предполагаемые распределения в межскважинном пространстве. Например, теоретически, для абсолютной проницаемости из анализа керна известны (или вообще отсутствуют) только некоторые данные по отдельным скважинам. С помощью интерполяции рассчитываются все значения проницаемости для каждой сеточной точки. Однако эти значения пока неточные, и они адаптируются (корректируются) в ходе восстановления истории – на этапе сопоставления фактических и расчетных значений отбора жидкости. Аналогичным образом корректируется и поровый объем (если геологические запасы углеводородов определены не достаточно точно).

Хорошая согласованность результатов фактических (тестовых) и расчетных значений показателей разработки исходного и адаптированного вариантов позволяет определиться в функциях относительных фазовых проницаемостей (рис. 12,13), трендовые зависимости которых от водонасыщенности имеют вид:

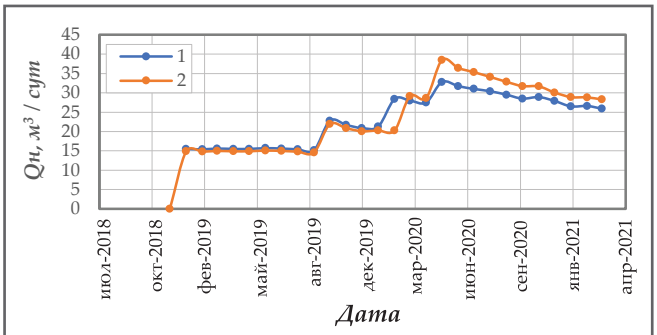

Рис. 9. Динамика добычи нефти
1 – измеренная суточная нефтедобыча;
2 – теоретически рассчитанная суточная нефтедобыча

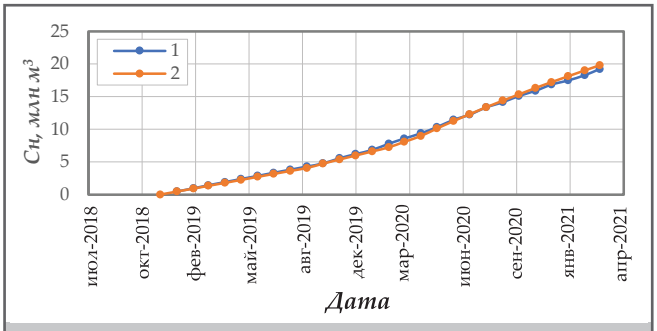

Рис. 10. Накопленная добыча нефти
1 – измеренная накопленная годовая нефтедобыча;
2 – теоретически рассчитанная годовая нефтедобыча

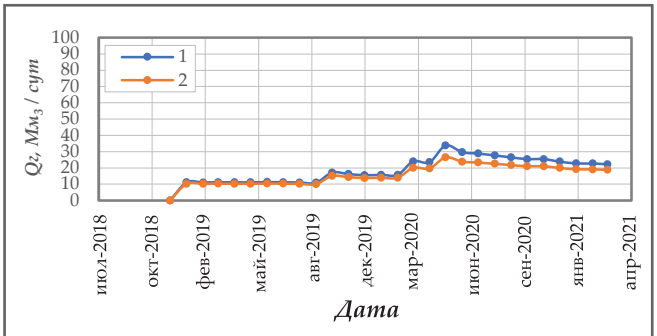

Рис. 11. Динамика добычи газа
1 – измеренная суточная газодобыча;
2 – теоретически рассчитанная суточная газодобыча

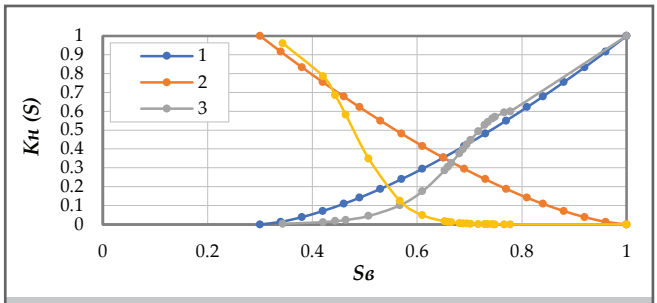

Рис. 12. Зависимости ОФП по нефти и воде от коэффициента водонасыщенности
1 – ОФП по воде до адаптации; 2 – ОФП по нефти до адаптации; 3 – ОФП по воде после адаптации; 4 – ОФП по нефти после адаптации

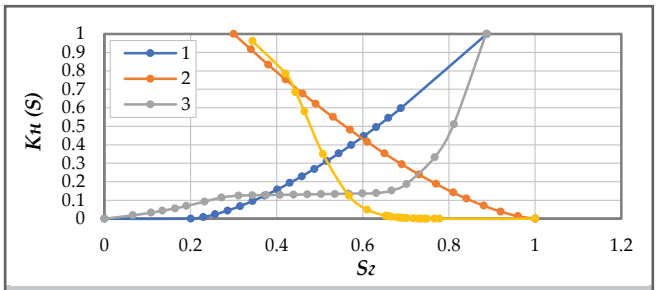

Рис. 13. Зависимости ОФП по газу и нефти от коэффициента газонасыщенности
1 – ОФП по газу до адаптации; 2 – ОФП по нефти до адаптации; 3 – ОФП по газу после адаптации; 4 – ОФП по нефти после адаптации

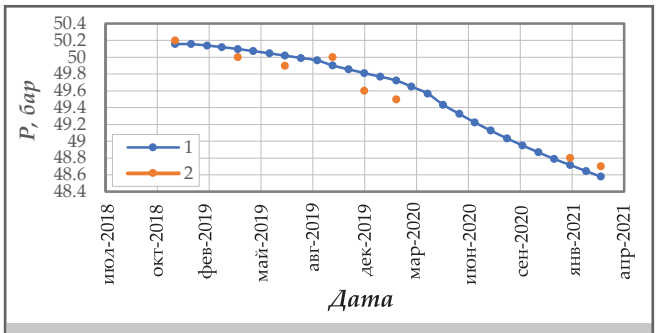

Рис. 14. Зависимость среднепластового давления от времени
1 – теоретические значения среднепластового давления
2 – фактичкские значения среднепластового давления

$$K_в(S) = -8.8003\ S^4 + 13.803\ S^3 - 3.55225\ S^2 - 0.6291\ S - 0.1696$$
$$K_н(S) = -19.252\ S^4 + 55.704\ S^3 - 54.26\ S^2 + 18.819\ S - 0.9899 \quad (8)$$
$$K_г(S) = -9.0365\ S^4 + 15.6655\ S^3 - 5.6807\ S^2 + 17.5065\ S - 0.7845$$

Отметим, что в случаях отсутствия по различным причинам исследований, позволяющих определить текущие параметры по каждому отдельному пласту, предлагается проводить адаптацию истории разработки месторождений для фиктивных параметров, но с относительно коротким временем прогнозирования, обеспечивающим надежную точность нефте-водонасыщенности.

Результаты адаптации основных технологических показателей разработки нефти, газа, накопленной добычи нефти и среднепластового давления, относительно нефти и газа приведены на рисунках 9-11 и 14.

В моделируемом блоке месторождения на основании новых скважин, которые будут пробурены до конца 2025 года, рассмотрена прогнозная задача:

При этом стратегия размещения планируемых скважин определялась по площади дренажа действующих скважин (рис. 15).

В план размещения включены шесть (P_6, P_7, P_8, P_9, P_{10}, P_{11}) дополнительных нефтедобывающих и водонагнетательных скважин (W_1, W_2, W_3), в оставшийся нефтяной и водной зоне в соответствии.

Были рассмотрены три варианта развития сценария для сравнения показателей разработки месторождений для различных конструкций скважин. Все 6 новых нефтяных скважин соответственно принимались или вертикальными, или наклонными, или горизонтальными.

С целью прогнозирования ожидаемых начальных показателей разработки, рассматриваемого блока месторождения, с помощью имитационной модели коллектора проведен расчетный анализ с учетом показателей действующих скважин, результаты которых представлены на рисунках 16-20.

По результатам расчетов, ожидается достижение коэффициента нефтеотдачи до 20% за счет действующих и планируемых горизонтальных скважин, что составляет 7% прироста в конце 2024 года (рис. 20).

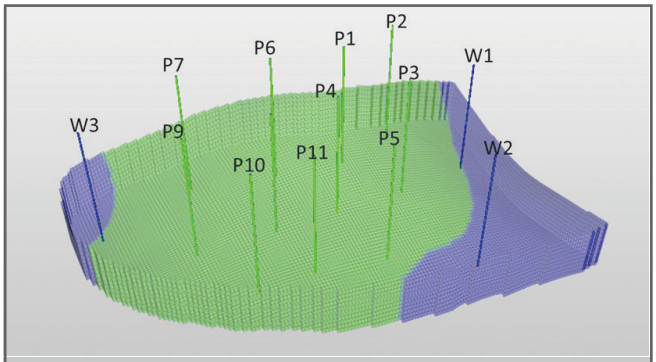

Рис. 15. План размещения новых скважин

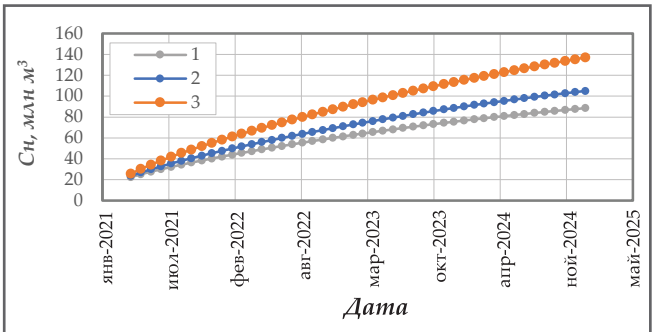

Рис. 18. Накопленная добыча нефти
1, 2, 3 – соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

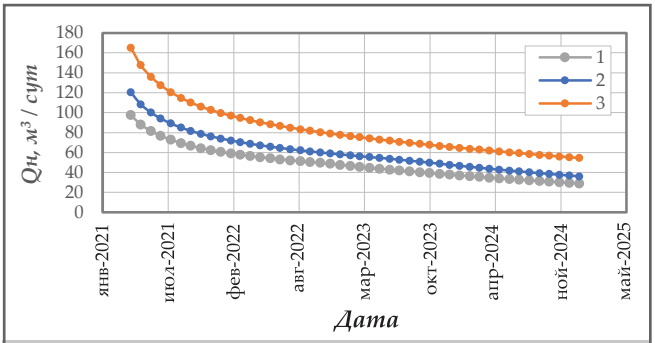

Рис. 16. Динамика добычи нефти
1, 2, 3 – соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

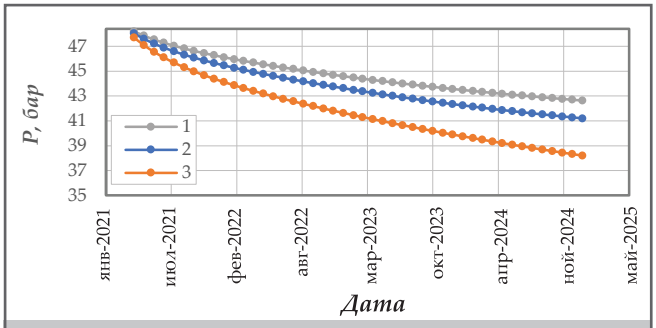

Рис. 19. Зависимость среднепластового давления от времен
1, 2, 3 – соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

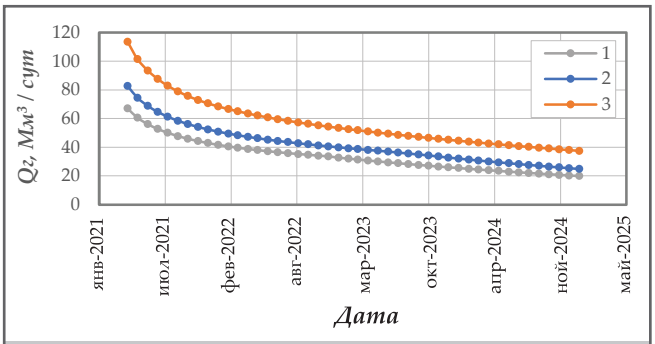

Рис. 17. Динамика добычи газа
1, 2, 3 – соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

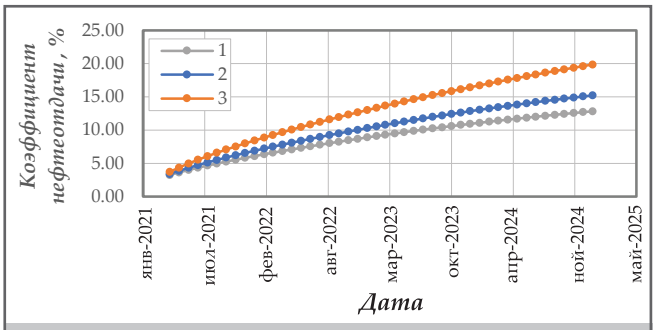

Рис. 20. Изменение коэффициента нефтеотдачи от времени
1, 2, 3 – соответственно при работе вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин

Динамика изменения средне пластового давления от времени для различных конструкций скважин приведена на рисунке 19.

Как видно из рисунков при эксплуатации скважины, пробуренной вертикально, динамика изменения пластового давления сильно отличается по сравнению с наклонной горизонтальной скважиной. И это естественно приводит к быстрому падению давления в пласте, из-за большого количества жидкости, добытой из скважины в случае наклонного и горизонтального вариантов.

Заключение

- На основе трехмерного гидродинамического моделирования проведена адаптация секторной модели к фактическим показателям эксплуатации окружающих скважин.
- Сравнение расчетных и фактических показателей разработки секторной модели месторождения показало высокую степень достоверности, построенной геолого-гидродинамической имитационной модели коллектора, достаточную для проведения прогнозных расчетов с различными конструкциями скважин.
- На примере реального объекта получена количественная оценка возможного улучшения динамики показателей разработки и выработки запасов нефти из пласта за счет трансформации существующей системы разработки на основе горизонтальных скважин.

Литература

1. Абасов, М. Т., Джалалов, Г. И., Ибрагимов, Т. М. и др. (2012). Гидрогазодинамика глубокозалегающих деформированных коллекторов месторождений нефти и газа. *Баку: Nafta-Press*.

2. Булыгин, В. Я., Булыгин, Д. В. (1990). Имитация разработки залежей нефти. *Москва: Недра*.

3. Закиров, С. Н., Васильев, В. И., Гутников, А. И. и др. (1984). Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. *Москва: Недра*.

4. Закиров, Е. С. (2001). Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. *Москва: Недра*.

5. Хайруллин, М. Х. (1996). О решении обратных коэффициентных задач фильтрации многослойных пластов методом регуляризации. *Доклады РАН*, 347(1), 103-105.

6. Воцалевский, Э. С., Куандыков, Б. М., Булекбоев, З. Е. и др. (1993). Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. *Москва: Недра*.

7. Джалалов, Г. И., Дадашов, А. М. (2005). Фазовая проницаемость коллекторов нефти и газа (библиографический указатель литературы). *Баку: Нафта-пресс*.

8. Каневская, Р. Д. (2002). Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.

9. Джалалов, Г. И., Ибрагимов, Т. М., Алиев, А. А., Горшкова, Е. В. (2018). Моделирование и исследование фильтрационных процессов на глубокозалегающих месторождениях нефти и газа. *Баку: ИПП «Наука и образование»*.

10. Палатник, Б. М., Закиров, И. С. (1990). Идентификация параметров газовых залежей при газовом и водонапорном режимах разработки. *Москва: ВНИИЭ - Газпром*.

11. Джалалов, Г. И., Дадашов, А. М., Жидков, Е. Е. (2002). Применение горизонтальных скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений (библиографический указатель литературы). *Баку: Нафта-пресс*.

References

1. Abasov M. T., Jalalov G. I., Ibragimov T. M., et all. (2012). Hydro-gas dynamics of deep-lying deformed reservoirs of oil and gas fields. *Baku: Nafta-Press*.

2. Bulygin V. Ya., Bulygin D. V. (1990). Imitation of oil deposits development. *Moscow: Nedra*.

3. Zakirov S. N., Vasiliev V. I., Gutnikov A. I. et al. (1984). Forecasting and regulation of gas field development. *Moscow: Nedra*.

4. Zakirov E. S. (2001). Three-dimensional multiphase problems of forecasting, analysis and regulation of oil and gas field development. *Moscow Nedra*.

5. Khairullin M.H. (1996). On the solution of inverse coefficient problems of filtration of multilayer layers by the regularization method. *DAN RAS*, 347(1), 103-105.

6. Votsalevsky E. S., Kuandykov B. M., Bulekboev Z. E., etc. (1993). Oil and gas fields of Kazakhstan. Handbook. *Moscow: Nedra*.

7. Jalalov G. I., Dadashov A. M. (2005). Phase permeability of oil and gas reservoirs. (Bibliographic index of literature). *Baku: Nafta-Press*.

8. Kanevskaya R. D. (2002). Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposits development. *Moscow-Izhevsk*.

9. Jalalov G. I., Ibragimov T. M., Aliyev A. A., Gorshkova E. V. (2018). Modeling and investigation of filtration processes in deep-lying oil and gas fields. Baku: «Elm ve tehsil» IPP.

10. Palatnik B. M., Zakirov I. S. (1990). Identification of parameters of gas deposits under gas and water-pressure modes of development. *VNIIE - Gazprom. Moscow*.

11. Jalalov G. I., Dadashov A. M., Zhidkov E. E. (2002). Application of horizontal wells in the development of oil and gas fields (Bibliographic index of literature) *Baku: Nafta-Press*.

Параметрическая идентификаци гидродинамической модели пласта на фактические показатели разработки

Г. И. Джалалов[1], Г. Ж. Молдабаева[2], Г. Е. Кунаева[3]
[1]Институт нефти и газа НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан
[2]Satbayev University, Алматы, Казахстан
[3]Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга им. Ш. Есенова, Актау, Казахстан

Реферат

На современном этапе развития нефтяной промышленности при проектировании и анализе разработки в течение всего цикла эксплуатации месторождений широко применяется математическое моделирование. Наиболее трудоемким и тяжелым этапом в создании геолого-гидродинамических моделей является их идентификация к фактическим данным разработки и разрешение неопределенностей, связанных с анализом геолого-физических параметров. Параметрическая идентификация является важнейшей процедурой в процессе моделирования, т.к. от качества полученных на этом этапе результатов зависит степень надежности прогнозных показателей разработки объекта. В работе представлены основные методы и результаты адаптации гидродинамической модели в истории разработки нефтяного месторождения с целью использования модели для расчета прогнозных вариантов. При создании геолого-гидродинамической имитационной модели для выбранного блока месторождения Кенкияк Казахстана использовались геолого-промысловые данные и данные исследования по определению термобарических параметров флюидов и пород. Для решения поставленной задачи была принята модель Маскета-Мереса изотермической неустановившейся пространственной фильтрации пластовых флюидов. Искомые параметры уточняются на основе градиентных процедур с использованием теории оптимального управления. Решена прогнозная задача о целесообразности применения горизонтальных скважин для увеличения коэффициента нефтеотдачи указанного сектора месторождения.

Ключевые слова: адаптация; прогнозная задача; нефтеотдача; нефтяной пласт; фазовая проницаемость; гидродинамическая модель.

Faktiki işlənilmə göstəricisinə əsasən layın hidrodinamik modelinin parametrik identifikasiyası

Q. İ. Cəlalov[1], G. J. Moldabayeva[2], G. E. Kunayeva[3]
[1]AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan
[2]Satbayev University, Almata, Qazaxstan
[3]Ş. Yesenov adına Xəzər Dövlət Texnologiya və Mühəndislik Universiteti, Aktau, Qazaxstan

Xülasə

Neft sənayesinin indiki inkişaf mərhələsində yataqların istismarının bütün dövrü ərzində işlənilmənin layihələndirilməsində və təhlilində riyazi modelləşdirmədən geniş istifadə olunur. Geoloji və hidrodinamiki modellərin yaradılmasında ən çox vaxt aparan və çətin mərhələ onların faktiki işlənilmə məlumatlarına uyğunlaşdırılması və geoloji, fiziki parametrlərin təhlili ilə bağlı qeyri-müəyyənliklərin həllidir. Yatağın işlənilməsinin inkişafının proqnoz göstəricilərinin etibarlığı modelləşdirmə mərhələsində aparılan parametrik identifikasiya prosedurunun keyfiyyət dərəcəsindən asılıdır. Məqalədə neft yatağının faktiki işlənilmə tarixi göstəricilərinə əsasən prosesin hidrodinamik modelinin parametrik identifikasiyası məsələsi qoyulmuş və proqnoz məsələsi həll edilmişdir. Bu məqsədlə Qazaxstanın Kenkiyak yatağından seçilmiş blok üçün geoloji, mədən və tədqiqat məlumatlarından istifadə etməklə geoloji və hidrodinamik model təklif edilmişdir. Hidrodinamik modelə daxil olan parametrlər işlənilmə müddəti ərzində optimal idarə etmə nəzəriyyəsindən istifadə etməklə qradient üsulu əsasında dəqiqləşdirilmişdir. Yatağın seçilmiş sektorunun neftvermə əmsalını artırmaq üçün üfiqi quyulardan istifadənin məqsədəuyğunluğu göstərilmişdir.

Açar sözlər: adaptasiya; proqnoz məsələsi; neftverimi; neft layı; faza keçiriciliyi; hidrodinamik model.