

УДК 622.276.56

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИ СОВМЕСТНОМ ДРЕНИРОВАНИИ НА НЕФТЕОТДАЧУ

Самойлов А.С.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: assamoilov@mail.ru

Совместная разработка нескольких пластов без системы контроля и регулирования процессов выработки запасов по каждому пласту не соответствует требованиям горного законодательства и регламента на проектирование разработки. В работе изложены факторы, определяющие синхронность выработки запасов нефти нескольких пластов, условия объединения нескольких пластов в один объект разработки. Для экспериментальных работ использовалось современное программное обеспечение Eclipse. Идея базируется на обобщении опыта эксплуатации, результатах исследований и прогнозирования эффективности работы скважин дренирующих несколько продуктивных нефтяных пластов. Для подтверждения полученных результатов использованы сравнения полученных данных и промысловой практики, а так же полученных ранее по рассматриваемой тематике. В результате создана система практических рекомендаций по обоснованию выделения пластов в один объект разработка.

Ключевые слова: многопластовый объект, проницаемость, синхронная выработка запасов, аналитическая модель, распределение давления.

THE INFLUENCE OF DEPOSITS GEOPHYSICAL CHARACTERISTICS ON OIL RECOVERY FACTOR DURING THE MULTI-LAYER OIL AND GAS EXPLORATION

Samoylov A. S.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: assamoilov@mail.ru

According to Russian mining laws and fields development regulations, during the joint development of several layers each of them must be controlled and inspected independently. This paper presents the factors determining the necessity to develop several layers containing oil reserves simultaneously. Likewise, the conditions which allow combine separated layers into a single development object are scrutinized. In order to undertake the research experiment the advanced software Eclipse was used. The proposed idea is based on the data which has been obtained and, consequently, analysed from existent field information and academic studies. To confirm the validation of the research conclusions the obtained results were compared with the already existent studies on this issue. Thus, the comprehensive system of recommendations were developed providing the possibility to efficiently combine the neighboring layers into one exploration target.

Keywords: multi-layer deposits, synchronous development of reserves, an analytical model, the pressure distribution.

Задача выделения эксплуатационных объектов относится к классу оптимизационных, поскольку ее решение приходится выбирать из некоторой группы возможных решений, о чем свидетельствуют работы [1-5].

В качестве количественного показателя в работе Каналина В.Г. [6], характеризующего эффект, получаемый при объединении нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект, используется коэффициент продуктивности скважин ($K_{совм}$), эксплуатирующих эти пласты совместно.

$$\overline{K}_{совм} \leq \overline{K}_{сумм} = \sum_{i=1}^n \overline{K}_i \quad (1)$$

Для получения определенной количественной характеристики степени различия пластов, обозначенной как λ , предлагается следующая методика

$$\lambda = \frac{\bar{x}_1}{\bar{x}_2} \quad (2)$$

где x_1 —среднее значение какого-либо геолого-промыслового признака первого пласта; x_2 — среднее значение этого же признака по второму пласту, то можно записать, что

$$\bar{K}_{совм} = f(n, \bar{\lambda}_{h_{эф}}, \bar{\lambda}_{k_{пр}}, \bar{\lambda}_{\mu}, \bar{\lambda}_{\gamma}, \bar{\lambda}_{k_p}, \bar{\lambda}_{k_n}, \Delta p_{пл}, L) \quad (3)$$

где n — число объединяемых пластов; $h_{эф}$ — эффективная мощность; $k_{пр}$ — проницаемость; μ — вязкость нефти; γ — плотность нефти, k_p — расчлененность; k_n — песчанистость; $p_{пл}$ — пластовое давление; L — расстояние между объединяемыми пластами.

Для определения количественной характеристики различия геолого-физических параметров юрских залежей Южно-Хадырьяхинского месторождения выполнены предложенные решения. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета отклонения параметров многопластового объекта

	μ_n	$K_{пр}$	P_n	$P_{нас}$	$K_{выт}$	$K_{охв}$	H	D	ΔP	$K_{пор}$
λ_{12}	1	1,934	0,895	1	1,103	1,48756	1,8333	0,5	0,6	1,077
λ_{23}	1,444	0,54	1,27496	0,689	0,89	0,74033	0,5294	1	0,2	0,929
λ_{34}	1	1,965	0,97369	1	1,079	1,06471	0,8293	0,667	0,2	1

где λ_{12} – отношение показателей между первым и вторым пластами;

λ_{23} – отношение показателей между вторым и третьим пластами;

λ_{34} – отношение показателей между третьим и четвертым пластами;

μ_n – вязкость нефти;

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости;

P_n – плотность нефти;

$P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом;

$K_{выт}$ – коэффициент вытеснения;

$K_{охв}$ – коэффициент охвата;

H – толщина нефтенасыщенного слоя;

D – расчлененность;

ΔP – разница пластовых давлений объединяемых пластов;

$K_{пор}$ – коэффициент пористости;

По данным геолого-физических исследований видно, что максимальное отклонение по:

- коэффициенту пористости составляет 0,01;
- коэффициенту нефтенасыщенности составляет 0,13;
- коэффициенту охвата составляет 0,196;

- коэффициенту вытеснения составляет 0,054;
- проницаемости составляет $12,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- начальному пластовому давлению составляет 0,6 МПа;
- вязкости нефти составляет 0,08 мПа·с;
- плотности нефти составляет 133,3 кг/м³;
- давлению насыщения нефти газом составляет 8,5 МПа.

Среднее значение отношения геолого-физических параметров $\lambda_{cp} = 1,054$ (Среднее отклонение не превышает 5,4%) показывает, что пласты Ю₁¹, Ю₁³, Ю₂ можно объединить в один эксплуатационный объект. По результатам оценки отличия геолого-физических параметров

Для оценки степени взаимовлияния пластов процессе дренирования совместно проведены вычислительные эксперименты по оценке влияния особенностей геологического строения и совместной разработке залежей на проектное значение КИН.

Как уже было отмечено возможность совместной разработки пластовых систем во многом зависит от степени различия фильтрационно-емкостных свойств разрабатываемых объектов. Основными свойствами, определяющими возможность совместной разработки, являются такие параметры, как проницаемость, плотность, объемный коэффициент, нефтенасыщенность, газосодержание, глубина залегания, пластовое давление, вязкость, давление насыщения, эффективная толщина [7].

Оценка влияния параметров пласта на возможность совместной добычи производилась на секторной модели в гидродинамическом симуляторе EclipseE100. Размерность сектора задавалась по оси X – 50 ячеек, по Y – 50 ячеек, по Z – 100 ячеек. Общие размеры сектора – 1000 на 1000 м.

На примере секторной модели были рассмотрены различные варианты разработки двух пластов единым фондом скважин. По результатам расчетов (таблица 2), наиболее влиятельными параметрами явились такие свойства пластовых систем, как проницаемость, вязкость, газосодержание, пластовое давление, давление насыщения, мощность коллектора.

Рассмотрим диапазон возможного изменения проницаемостей пластов для совместной разработки. Оценка вклада добычи пласта осуществлялась путем суммирования накопленной добычи с каждого слоя, принадлежащего одному из пластов. На рисунках 1-2 показано распределение накопленной добычи по пластам при реализации 1-го варианта (2). Равенство проницаемостей и остальных свойств пластов, позволяет добиться эффективной разработки объектов.

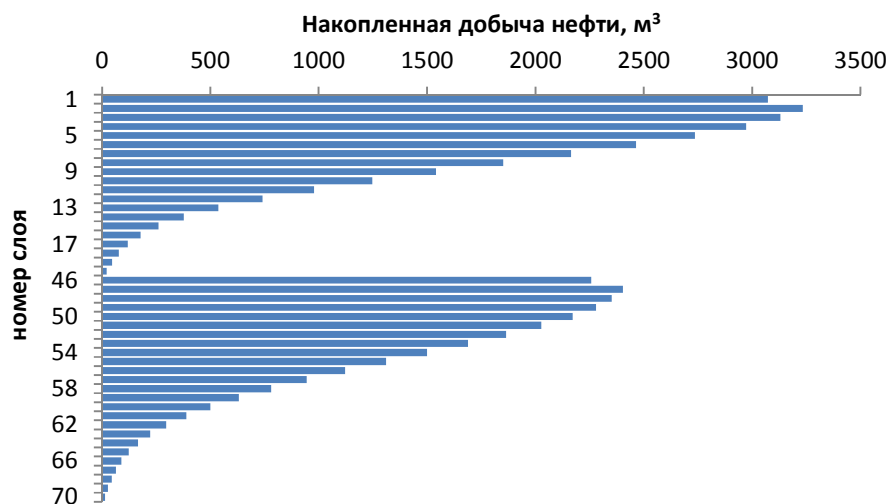


Рисунок 1 - Распределение накопленной добычи по слоям при разработке двух пластов с равными свойствами

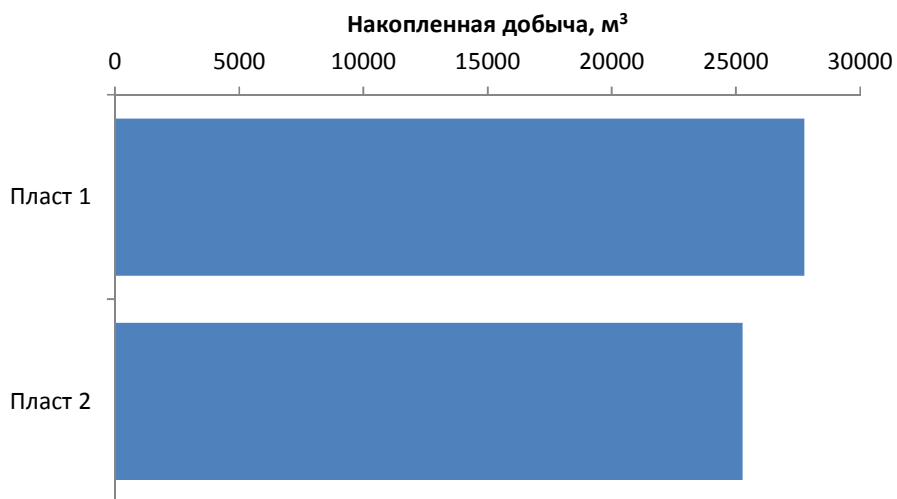


Рисунок 2 - Распределение накопленной добычи по пластам при разработке пластов с равными свойствами

Оценку возможности совместной разработки пластов при различной проницаемости возможно произвести, установив предел процентного вклада одного из пластов в накопленную добычу по скважине не менее 30% или отклонение КИН по пластам.

Основным фактором, оценивающим различие вносимого вклада пластовой системы в работу скважины, является отношение параметров пластов (k_1/k_2). При равенстве свойств отношение равно 1, (рисунок 3).

Результаты расчетов на секторе показали верность предполагаемого утверждения, так, при отношении проницаемостей в 100 раз, случай, когда проницаемость по первому пласту 1 мД, а по второму – 100 мД, а также, когда проницаемость соотносится 10 к 1000 мД показывают разную эффективность разработки, т.е. величина процентного отклонения КИН по пластам в первом случае составляет 89%, во втором 88% (см. табл. 2).

При увеличении отклонения (соотношения однотипных параметров) одного из параметров по пласту увеличивается и отношение. В результате определена область возможного отклонения проницаемости (см. рис. 3).

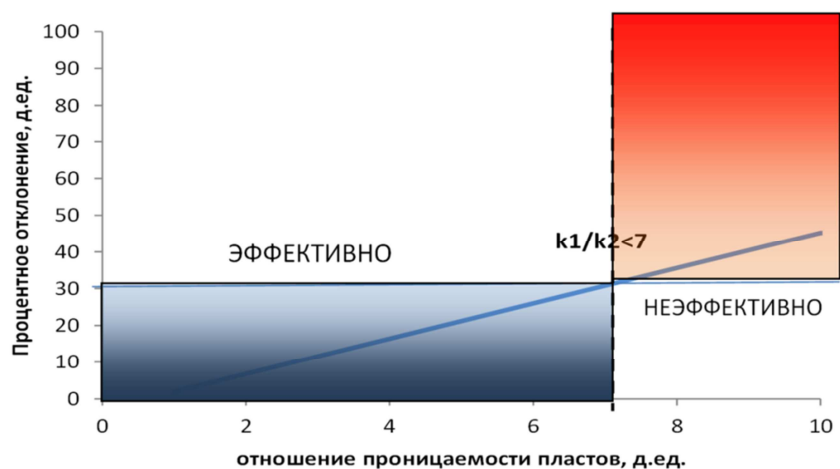


Рисунок 3 - Диапазон различного отношения проницаемости для эффективной совместной разработки

Как показано на рисунке 3, для эффективной разработки пластов необходимо, чтобы отношение проницаемости пластов не превышало 7 раз. Т.е. при проницаемости одного из пластов в 7 мД, проницаемость другого не должна быть менее 1 мД. При более высоких значениях разностный диапазон проницаемостей увеличивается, так, к примеру, при проницаемости в 100 мД проницаемость второго пласта может достигать 700 мД.

Ввиду того, что остальные параметры пласта, влияющие на совместную разработку, будь то мощность коллектора, либо вязкость пластовой системы, входят в формулу Дюпюи, описывающую величину притока к скважине, то и диапазон варьирования по ним идентичен диапазону по проницаемости. Из формулы Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln\left(\frac{Rk}{rc}\right)} \quad (4)$$

можно определить степень влияния параметров на дебиты из пластов. Очевидно, что отношение дебитов во многом будет определять взаимовлияние пластов. Приняв доверительный интервал отношения свойств до 7 раз, можно сказать, что параметры пласта во многом компенсируют суммарное отношение. Так, к примеру, если по 1 пласту наблюдается увеличение проницаемости в 5 раз по отношению ко второму пласту, но при этом мощность пласта в 5 раз меньше, объекты будут разрабатываться равномерно.

Таблица 2 - Оценка степени влияния параметров пластовых систем на возможность совместной разработки

Вариант	Проницаемость, мД		Плотность, кг/м ³		Объемный коэффициент		Нефтенасыщенность		Газосодержание, м ³ /м ³		Глубина залегания, м		Пластовое давление, атм		Вязкость, сПз		Давление насыщения, атм		Эффективная толщина, м		Накопленная добыча, м ³		Вклад пласта в общую добычу		Процентное отклонение	НГЗ, м ³		КИН		Процентное отклонение
	пласт	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1		2	1	2	1	
1	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27753	25273	0,523	0,477	0,047	1514444	1438604	0,018	0,018	0,041
2	100	10	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	28693	8379	0,774	0,226	0,548	1514444	1438604	0,019	0,006	0,693
3	100	1	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	28073	1648	0,945	0,055	0,889	1514444	1438604	0,019	0,001	0,938
4	200	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	29611	19874	0,60	0,40	0,197	1514444	1438604	0,020	0,014	0,293
5	300	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	29701	16399	0,64	0,36	0,289	1514444	1438604	0,020	0,011	0,419
6	1000	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	29120	8628	0,77	0,23	0,543	1514444	1438604	0,019	0,006	0,688
7	1000	10	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	28030	1721	0,94	0,06	0,884	1514444	1438604	0,019	0,001	0,935
8	1000	1	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27325	244	0,99	0,01	0,982	1514444	1438604	0,018	0,000	0,991
9	10	10	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	14307	13231	0,52	0,48	0,039	1514444	1438604	0,009	0,009	0,026
10	1	1	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	3688	3484	0,51	0,49	0,028	1514444	1438604	0,002	0,002	0,005
11	100	100	860	800	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27729	25311	0,52	0,48	0,046	1514444	1438604	0,018	0,018	0,039
12	100	100	900	800	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27729	25311	0,52	0,48	0,046	1514444	1438604	0,018	0,018	0,039
13	100	100	860	860	1,27	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	19845	24032	0,45	0,55	0,095	1267506	1438604	0,016	0,017	0,067
14	100	100	860	860	1,1	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	25990	24974	0,51	0,49	0,020	1463479	1438604	0,018	0,017	0,023
15	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,6	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27748	15383	0,64	0,36	0,287	1514444	1233090	0,018	0,012	0,319
16	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27420	7447	0,79	0,21	0,573	1514444	1027575	0,018	0,007	0,600
17	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	250	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	7391	25567	0,22	0,78	0,551	1514444	1438604	0,005	0,018	2,641
18	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	500	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	4640	25568	0,15	0,85	0,693	1514444	1438604	0,003	0,018	4,801
19	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2500	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	28077	10590	0,73	0,27	0,452	1514444	1438604	0,019	0,007	0,603
20	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	3000	200	200	1,67	1,67	154	154	10	10	27337	-1749	1,07	-0,07	1,137	1514444	1438604	0,018	-0,001	1,067
21	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	250	1,67	1,67	154	154	10	10	28393	30047	0,49	0,51	0,028	1514444	1438604	0,019	0,021	0,114
22	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	300	1,67	1,67	154	154	10	10	28723	33936	0,46	0,54	0,083	1514444	1438604	0,019	0,024	0,244
23	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	350	1,67	1,67	154	154	10	10	29030	37277	0,44	0,56	0,124	1514444	1438604	0,019	0,026	0,352
24	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	200	1,67	5	154	154	10	10	27751	11888	0,70	0,30	0,400	1514444	1438604	0,018	0,008	0,549
25	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	200	1,67	10	154	154	10	10	27750	7402	0,79	0,21	0,579	1514444	1438604	0,018	0,005	0,719
26	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	200	1,67	20	154	154	10	10	27753	4583	0,86	0,14	0,717	1514444	1438604	0,018	0,003	0,826
27	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	30	10	10	27752	15448	0,64	0,36	0,285	1514444	1438604	0,018	0,011	0,414
28	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,5	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	190	30	10	10	30840	15125	0,67	0,33	0,342	1514444	1438604	0,020	0,011	0,484
29	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	15	10	51227	26914	0,66	0,34	0,311	2271604	1438604	0,023	0,019	0,170
30	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	15	5	50657	10414	0,83	0,17	0,659	2271604	719328	0,022	0,014	0,351
31	100	100	860	860	1,063	1,063	0,7	0,7	160	160	2000	2050	200	200	1,67	1,67	154	154	15	1	53402	1455	0,97	0,03	0,947	2271604	151444	0,024	0,010	0,591
0,000	- параметр слабо влияет																													
1,000	- параметр сильно влияет																													

Выводы. Выделение эксплуатационных объектов должно производиться на основе учета четырех групп факторов: геологических, технологических, технических и экономических.

В качестве показателя эффективности объединения пластов принимается показатель $K_{\text{совм}}$.

В качестве основных параметров можно выделить: эффективную мощность пласта, проницаемость, расчлененность, песчанистость, вязкость нефти, пористость

Выбор осуществляется по наиболее сходным характеристикам. Однако даже при самых благоприятных условиях совместный коэффициент продуктивности будет меньше, чем сумма коэффициентов продуктивности при отдельной добычи.

В результате выполнения многовариантных экспериментов по изучению и количественной оценке геолого-физических параметров на эффективность совместной добычи получены затабулированные значения, которые позволяют дать оценку эффективности одновременного дренирования нескольких пластов одной скважиной.

В поисках наилучшего варианта разработки многопластовых залежей по ходу исследования в данной работе был разработан следующий алгоритм. На первой стадии выбора оптимального варианта разработки предлагается производить расчеты на секторной модели при дренировании залежей наклонно-направленными скважинами. Данные варианты при реализации различных технологических режимов, выбора интервала перфорации позволят выявить оптимальный вариант согласно геологическому строению по каждому из объектов. Вторая серия расчетов направлена на выбор способа эксплуатации – совместная и отдельная добыча. Третьим этапом является применение для пластов с низкими ФЕС ГТМ, позволяющих синхронизировать и интенсифицировать разработку залежей, получив тем самым в короткие сроки необходимый темп отбора запасов. На данном этапе рассматриваются варианты с ГРП и бурением многоствольных ГС. Четвертый этап работы позволяет определиться с необходимостью интенсификации притока, типом заканчивания, ГТМ и режимом работы. В результате расчетов по данной последовательности будет получен технологически-эффективный вариант.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (№ 14-05-31503).

Список литературы

1. Каналин В.Г. Геолого-промысловые основы оценки целесообразности объединения продуктивных пластов в один эксплуатационный объект / В.Г. Каналин // Известия вузов. Нефть и газ. - №1. С. 35-40.
2. Валеев М.Д., Бортников А.Е., Ведерников В.Я. Обоснование и основные условия перевода скважин на одновременно-раздельную эксплуатацию // Нефтяное хозяйство.2011.-№8.-С. 64-66.
3. Ефимов Е.П. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов. / Ефимов Е.П., Янин А.Н., Халимов Э.М. // Нефтяное хозяйство. – 1981- №8 С 32-36.
4. Леонов В.А. Разукрупнение объектов разработки как метод повышения нефтеотдачи / В.А. Леонов // Вестник недропользователя ХМАО. – 2008. №16. С. 1-6.
5. Базив В.Ф. Объединять или не объединять пласты в один объект разработки? / В.Ф. Базив // Нефтяное хозяйство. – 2005.- №4. С. 104 - 106.
6. Каналин В.Г. Проектирование разработки многопластовых месторождений с учетом неоднородности / Каналин В.Г., Стасенков В.В. // Изд. ВНИИОЭНГ. – 1975.- С. 45.
7. Герасименко С.А. Результаты вычислительных экспериментов по проектированию разработки многопластовых объектов / С.А. Герасименко, А.С. Самойлов, Д.Н. Глумов, В.В. Журавлев // Территория нефтегаз. - 2012. - №12. С. 16-23.

Рецензенты:

Кузнецов В.Г., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Сохошко С.К., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.