

УДК 622.276.34+622.276.6

И.Н. Хакимзянов¹, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru; **Д.Т. Киямова¹**, e-mail: razrmod@tatnipi.ru;
Р.И. Шешдинов¹, e-mail: razrbug@tatnipi.ru; **Г.М. Багаутдинов²**, e-mail: bagautdinov@nayka.su;
И.П. Новиков³, e-mail: novikov@tatnefteprom.ru

¹ Институт «ТатНИПнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

² ООО «Наука» (Бугульма, Республика Татарстан, Россия).

³ АО «Татнефтепром» (Альметьевск, Республика Татарстан, Россия).

Повышение коэффициента нефтеизвлечения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщинами на примере поднятия Ивинского месторождения

Для повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) башкирского яруса Южно-Ржавецкого поднятия Ивинского месторождения наиболее перспективным является бурение уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщинами и значительными удельными запасами нефти на одну скважину. Построена геолого-фильтрационная модель, причем в фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели Южно-Ржавецкого поднятия. Для дальнейших расчетов принята геологическая модель без укрупнения. По результатам воспроизведения истории разработки проведен анализ выработки запасов нефти по поднятию, а также построены профили распределения нефтенасыщенности и карты текущих подвижных запасов нефти.

Высокие показатели КИН достигаются тогда, когда оптимальная сетка скважин применяется при достаточной изученности залежи (основной сеткой скважин) в начальной стадии разработки. В этом случае высокая нефтеотдача может быть обеспечена за относительно короткий срок разработки при минимальной добыче попутной воды (низком водонефтяном факторе) и с лучшими технико-экономическими показателями. При формировании прогнозных вариантов по оптимизации системы разработки путем подбора оптимальной плотности сетки скважин с бурением уплотняющих скважин были также учтены проектные скважины, предложенные в проектом технологическом документе (восемь скважин).

В работе на примере конкретного месторождения показано, что оптимальная плотность сетки, при которой достигается максимальный прирост нефтеотдачи на единицу площади, получается при уплотнении сетки от более редкой к заданной. Дополнительными критериями также являются зависимости КИН и чистого дисконтированного дохода (NPV) от плотности сетки скважин, выражающие, соответственно, технологическую и экономическую эффективность разработки.

Ключевые слова: плотность сетки скважин, бурение уплотняющих скважин, фильтрационная модель, остаточная нефтенасыщенность, коэффициент нефтеизвлечения.

.....

I.N. Khakimzyanov¹, e-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru; **D.T. Kiyamova¹**, e-mail: razrmod@tatnipi.ru;
R.I. Sheshdinov¹, e-mail: razrbug@tatnipi.ru; **G.M. Bagautdinov²**, e-mail: bagautdinov@nayka.su;
I.P. Novikov³, e-mail: novikov@tatnefteprom.ru

¹ TatNIPIneft – TATNEFT PJSC (Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

² Nauka LLC (Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia).

³ Tatnefteprom JCS (Al'metyevsk, Republic of Tatarstan, Russia).

Oil recovery factor improved through local infill drilling in zones with maximum net thickness: Ivinskoye oil field case study

Drilling of infill wells in zones with maximum net thicknesses and considerable oil reserves per single well offers best opportunities to increase Bashkirian oil recovery factors at the Ivinskoye oil field. Reservoir simulation model was constructed using the same dimensions and number of grid blocks as those of the geological model so that no upscaling was required for further simulations. Production performance was analyzed based on history matching results. Oil saturation distributions and the map of remaining mobile oil reserves were obtained.

High oil recovery factors can be achieved if optimal well pattern is used at early stages of development provided good reservoir understanding. This is the case when high oil recoveries can be observed within a relatively short period of time with minimum oil production (low water-oil ratio) and best performance characteristics. Several scenarios for field development optimization were considered. Those provided for infill drilling to ensure optimum well spacing and included planned wells from the previous field development program (eight wells).

This paper presents a case study revealing that reduction of well spacing to design value by means of infill drilling provides optimal well pattern, thus enabling maximum incremental oil recoveries per unit area. Additional criteria entail dependencies of oil recovery factor and net present value (NPV) on well spacing which express, respectively, technological and economic efficiency of field development.

Keywords: well spacing, infill drilling, reservoir simulation model, residual oil saturation, oil recovery factor.

Целью исследований является изучение перспективности повышения нефтеизвлечения на башкирском ярусе Южно-Ржавецкого поднятия Ивинского месторождения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщинами и значительными удельными запасами нефти на одну скважину.

В качестве объекта исследований был выбран продуктивный пласт башкирского яруса Южно-Ржавецкого поднятия Ивинского нефтяного месторождения. Залежь была вскрыта 58 скважинами, из них в 42 скважинах при опробовании получены притоки нефти дебитом 0,3–11,4 т/сут. Размер залежи составляет 3,0 – 4,0 км. Нефтенасыщенная толщина меняется от 1,6 до 38,9 м. Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 15,3 м. Тип залежи – массивный. Проницаемость принята по гидродинамическим исследованиям (ГДИ) и составляет 0,244 мкм², пористость и начальная нефтенасыщенность по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) – 0,15 и 0,79 д. ед., соответственно. Плотность нефти в пластовых условиях составляет 0,913 т/м³. Нефть – битуминозная, высоковязкая

(201,2 мПа·с), особо высокосернистая (3,8 %), парафинистая (2,3 %).

Запасы залежи отнесены к категории В и составляют по данному поднятию около 34 % от всего башкирского объекта и 18,3 % по месторождению.

На 01.01.2016 г. действующий фонд скважин составил 43 ед., в том числе 42 добывающие (15 совместных) и одна нагнетательная. 14 скважин оборудованы электроцентробежными насосами (ЭЦН) и 28 – штанговыми глубинными насосами (ШГН). С дебитом нефти в пределах от 5,1 до 10 т/сут работает одна скважина (2 %), от 3,1 до 5 т/сут – восемь (19 %), от 2,1 до 3 т/сут – десять (24 %), от 1,1 до 2 т/сут – 15 (36 %) и от 0,1 до 1,0 т/сут – восемь (19 %) скважин. С обводненностью продукции свыше 90 % работают две скважины (5 %), от 50,1 до 90 % – 15 (36 %), от 20,1 до 50 % – восемь (19 %), от 2 до 20 % – 17 (41 %) скважин.

На 01.01.2016 г. по башкирскому объекту Южно-Ржавецкого поднятия отобрано от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) 8,6 % (темп отбора – 0,01 %) при текущем КИН 0,033 д. ед.

Построена геолого-фильтрационная модель, причем в фильтрационной

модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели Южно-Ржавецкого поднятия. Для дальнейших расчетов принята геологическая модель без укрупнения. Сетка геологической модели представлена в таблице 1. Кривые относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде для пород были получены по результатам исследования керна на скв. 4074.

Адаптация параметров трехмерной модели осуществлялась с 01.01.2000 г. по 01.01.2016 г. по поднятию в целом и по скважинам. По результатам воспроизведения истории разработки проведен анализ выработки запасов нефти по поднятию, а также построены профили распределения нефтенасыщенности и карты текущих подвижных запасов нефти.

По карте текущих подвижных запасов нефти можно отметить в центральной части залежи наличие нескольких областей с достаточно высоким содержанием подвижных запасов нефти в районе скв. 4032, 4026, 4022, 4036 (рис. 1).

Результаты анализа карты текущих подвижных запасов нефти побуждают нефтепользователя к принятию решения

Таблица 1. Распределение ячеек по объекту

Table 1. Cells distribution along the facility

| Объект Facility | Размерность модели (кол-во ячеек по X, Y, Z) Model grid size (cells q-ty along X, Y, Z) | Общее количество ячеек, шт. Total q-ty of cells, pcs. | Количество активных ячеек, шт. Q-ty of active cells, pcs. |
|---------------------------------|--|--|--|
| Башкирский ярус Bashkir tier | 147 x 325 x 157 | 7 500 675 | 449 561 |

Ссылка для цитирования (for citation):

Хакимянов И.Н., Киямова Д.Т., Шешдиоров Р.И., Багаутдинов Г.М., Новиков И.П. Повышение коэффициента нефтеизвлечения путем бурения уплотняющих скважин в зонах с наибольшими нефтенасыщенными толщинами на примере поднятия Ивинского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 9. С. 62–66.

Khakimzyanov I.N., Kiyamova D.T., Sheshdirov R.I., Bagautdinov G.M., Novikov I.P. Oil recovery factor improved through local infill drilling in zones with maximum net thickness: Ivinskoye oil field case study (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 9, P. 62–66.

Таблица 2. Основные технологические показатели вариантов разработки

Table 2. Basic process parameters values of development options

| Варианты Options | Накопленная добыча нефти, тыс. т Cumulative oil production, ths. tons | Накопленная добыча жидкости, тыс. т Cumulative production of liquid, ths. tons | Накопленная закачка воды, тыс. м ³ Cumulative water injection, ths. m ³ | КИН, д. ед. (утвержд. 0,294) ORF, unit fraction (appr. 0.294) | Удельная добыча нефти на 1 новую скважину, тыс. т Specific oil production for 1 new well, ths. tons | Срок разработки, годы Development period, years | Средний дебит нефти, т/сут Average oil production rate, tons per day |
|---------------------|--|---|--|--|--|--|---|
| 1 | 3223 | 24 263 | 15 200 | 0,381 | 39,3 | 2066 | 5,3 |
| 2 | 2750 | 23 818 | 15 661 | 0,325 | 94,8 | 2091 | 8,8 |
| 3 | 3343 | 24 437 | 16 252 | 0,395 | 37,2 | 2063 | 5,1 |

по оптимизации системы разработки путем подбора оптимальной плотности сетки (ПСС) с бурением уплотняющих проектных скважин.

В связи с этим в работе рассмотрено три варианта расчета прогнозных технологических показателей разработки с уплотнением ПСС от 400 x 400 до 100 x 100 м.

В утвержденном проектно-технологическом документе (ПТД) на разработку Ивинского месторождения на Южно-Ржавецком куполе предусматривались следующие мероприятия: бурение восьми скважин, вписанных в сетку 400 x 400 м, в дальнейшем три скважины предлагалось перевести под

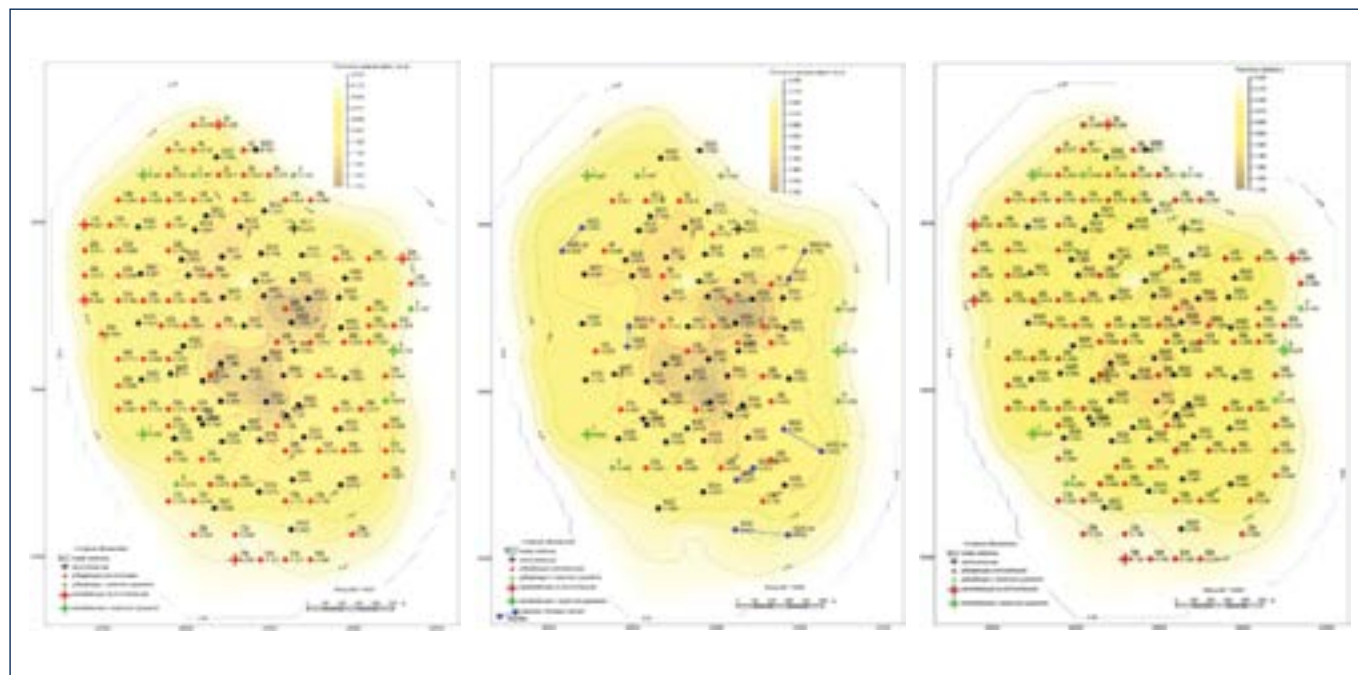
закачку, а также проводка шести боковых стволов (БС).

При формировании прогнозных вариантов по оптимизации системы разработки путем подбора оптимальной ПСС с бурением уплотняющих скважин проектные скважины, предложенные в предыдущем ПТД, были также учтены (восемь скважин).

В первом варианте предлагается дополнительно к проектным скважинам пробурить еще 82 скважины, при этом ПСС составит 3,6 га/скв. Фонд скважин для бурения составит 90 ед. (82 добывающие и восемь нагнетательных) (рис. 1а). Второй вариант отличается от первого более разреженной сеткой на перифе-

рии и в промытых зонах залежи. Предлагается дополнительно к проектным скважинам (в зонах с плотностью остаточных подвижных запасов нефти не менее 0,7 т/м²) пробурить еще 24 скважины с ПСС 5,7 га/скв. (рис. 1б). Фонд скважин для бурения составит 32 ед. (29 добывающих и три нагнетательных), проводка шести БС.

Третий вариант отличается от первого более уплотненной сеткой в центральной части залежи (с плотностью остаточных подвижных запасов нефти не менее 1,0 т/м²). Предлагается дополнительно к проектным скважинам пробурить еще 90 скважин с ПСС 3,4 га/скв. Фонд скважин для бурения



а) вариант 1
a) option 1

б) вариант 2
b) option 2

в) вариант 3
c) option 3

Рис. 1. Карты текущих подвижных запасов нефти с пробуренными и проектными скважинами по вариантам

Fig. 1. Maps of current moveable oil reserves with drilled and design wells by options

Таблица 3. Распределение начальных дебитов новых скважин

Table 3. The distribution of the initial flow rates of new wells

| Варианты Options | До 3 т/сут Up to 3 tons per day | От 3 до 5 т/сут ³ to 5 tons per day | От 5 до 10 т/сут 5 to 10 tons per day | Свыше 10 т/сут More than 10 tons per day |
|---------------------|------------------------------------|---|--|---|
| 1 | 16 | 26 | 30 | 5 |
| 2 | – | 2 | 14 | 8 |
| 3 | 18 | 25 | 38 | 4 |

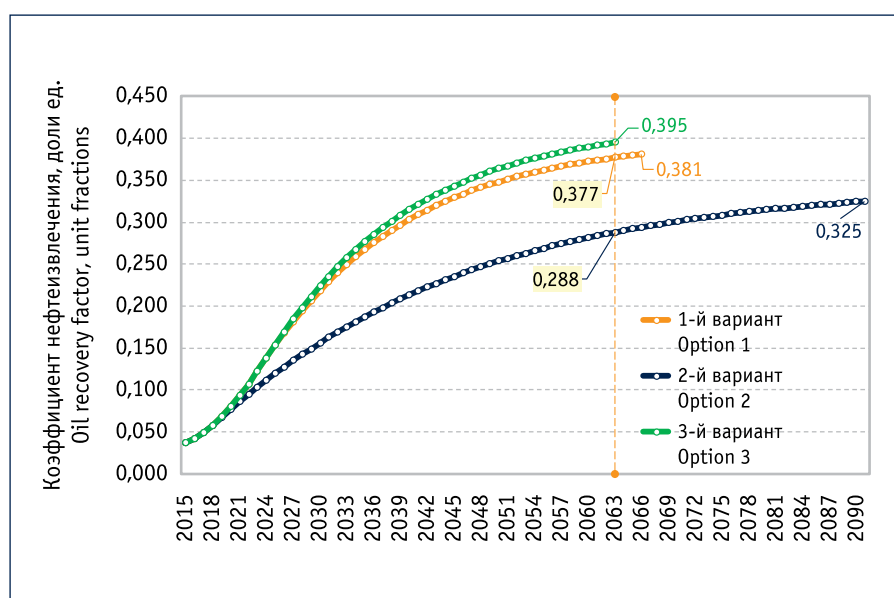


Рис. 2. Динамика КИН по вариантам

Fig. 2. ORF by options

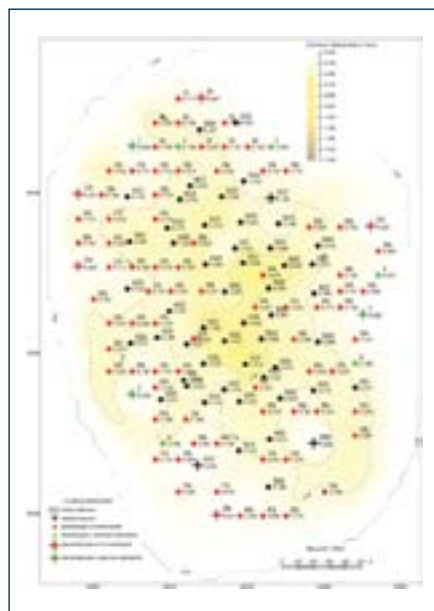


Рис. 3. Карты подвижных запасов нефти с пробуренными и проектными скважинами по 1-му варианту на конец разработки

Fig. 3. Maps of current moveable oil reserves with drilled and design wells by 1 option at the end of well development

составит 98 ед. (90 добывающих и восемь нагнетательных) (рис. 1в).

Бурение уплотняющих скважин по каждому варианту предлагается начать с 2016 г., по десять скважин ежегодно. Основные технологические показатели вариантов разработки приведены в таблице 2. Распределение начальных дебитов нефти новых скважин представлено в таблице 3.

Динамика изменения конечного КИН приведена на рисунке 2. Видно, что за одинаковый промежуток времени до 2063 г. (время окончания разработки 3-го варианта) КИН по 1-му варианту составит 0,288 д. ед. и по 2-му – 0,377 д. ед.

Процесс выработки запасов нефти залежи представлен на рисунке 3 в виде распределения подвижных запасов нефти на конец разработки по рассмотренным вариантам.

Видно, что по 1-му варианту (рис. 3) в районе действующих скв. 4026, 4032, 4033, 5021, 5026, 5027, 5031 и вновь про-

буренных уплотненных скв. 35b, 46b остается небольшая зона с некоторым количеством подвижных запасов нефти в пределах 0,4 т/м².

По 2-му варианту в районе действующих скв. 4032, 5026, 5027, 5031 и вновь пробуренных уплотнительных скв. 12b, 19b также преобладает зона с незначительным количеством подвижных запасов нефти в пределах 0,4 т/м². А по 3-му варианту зоны с невыработанными подвижными запасами нефти отсутствуют.

Таким образом, по результатам прогнозных расчетов трех вариантов с уплотнением ПСС получено, что наилучшие технологические показатели достигаются по 3-му варианту, по которому происходит наиболее полная выработка запасов нефти и достигается наивысший конечный КИН, равный 0,395 д. ед. при утвержденном 0,294 д. ед.

Для условий Республики Татарстан путем статистической обработки конечного КИН в зависимости от ПСС по 11 опытным участкам Ромашкинского, Ямашинского, Нурлатского, Аксубаево-Мокшинского и Бурейкинского месторождений по характеристике вытеснения А.В. Копытова оценена степень влияния ПСС на КИН в карбонатных коллекторах. В результате оценки данных по опытным участкам с одинаковыми геолого-физическими параметрами для интервала ПСС 0,87–13,9 га/скв. определены интервалы изменения КИН от 0,189 до 0,335 д. ед. [1–4].

Оценка перспектив разработки с оптимальной ПСС выполнена в соответствии с Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений [4] и Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [5].

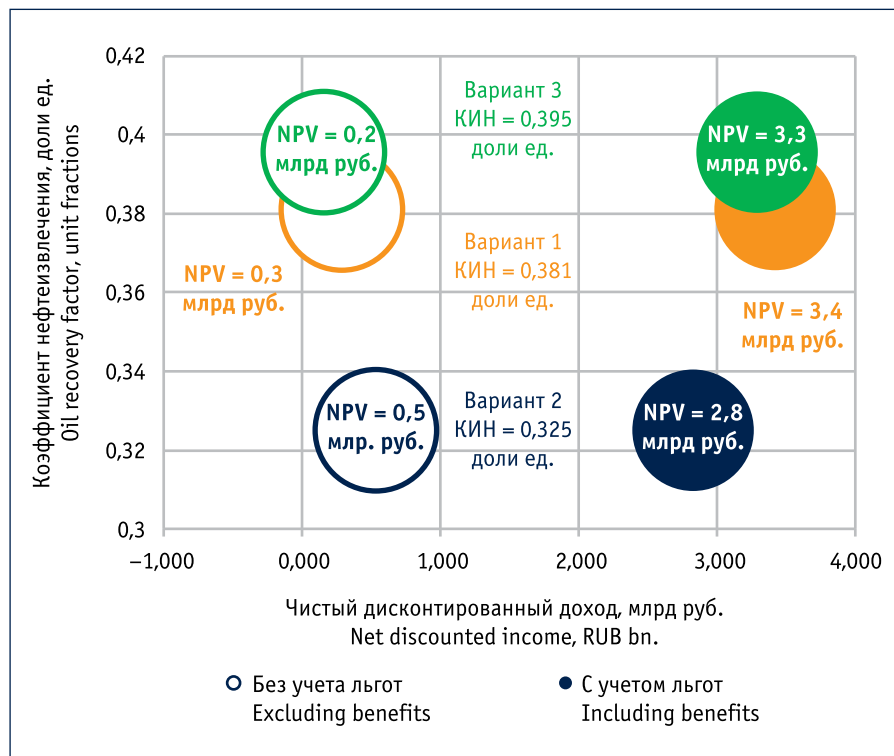


Рис. 4. Зависимость КИН от чистого дисконтированного дохода по вариантам
 Fig. 4. Dependence of ORF by net discounted income by options

Расчет показателей экономической эффективности трех вариантов разработки производился в текущих биржевых ценах, без учета инфляции, с установлением доли нефти, реализуемой на внутреннем и внешнем рынке, а также с учетом и без учета льгот по налогу на добычу полезных ископаемых. Сопоставление основных экономических показателей вариантов разработки с учетом и без учета льгот представлено

в виде графиков зависимости КИН от NPV и приведено на рисунке 4. Анализ результатов экономических расчетов без учета налоговых льгот показывает, что во всех трех вариантах чистый дисконтированный доход не превышает 0,5 млрд руб., в частности по 1-му варианту – 0,3 млрд, по 2-му – 0,5 млрд и по 3-му – 0,2 млрд руб. (рис. 4). По расчетам, с учетом льгот чистый дисконтированный доход по вариантам меняется от 2,8 млрд руб.

(2-й вариант) до 3,4 млрд руб. (1-й вариант), причем в 3-м варианте с наибольшим КИН он составляет 3,3 млрд руб.

ВЫВОДЫ

1. В настоящее время в условиях снижения цен на нефть каждый вариант разработки можно охарактеризовать тремя основными показателями: уровнем добычи нефти, экономическим показателем разработки месторождения углеводородного сырья (ЧДД – чистым дисконтированным доходом) и достигаемым коэффициентом извлечения нефти. Эти три показателя, характеризующие эффективность разработки месторождения с различных сторон, часто противоречат друг другу. К тому же недропользователь и государство иногда заинтересованы в достижении максимального значения различных показателей.

В связи с этим необходимо искать разумный компромисс между этими критериями рациональности, находить наилучший баланс интересов между пользователем недр, государством и требованиями к охране недр и окружающей среды.

2. Учитывая интересы пользователя недр, рекомендуемый вариант разработки или отдельные геолого-технические мероприятия должны приносить максимальный доход пользователю недр. Согласно этому принципу выбрана оптимальная плотность сетки по первому варианту, в котором КИН достигает значения 0,381 (при утвержденном 0,294) и ЧДД составляет 3,4 млрд руб.

Литература:

1. Сазонов Б.Ф., Пономарев А.Г., Немков А.С. Поздняя стадия разработки нефтяных месторождений. Самара: Книга, 2008.
2. М.Л. Сургучев и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра, 1987. 230 с.
3. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещение // Нефтяное хозяйство. 1974. № 6. С. 26–29.
4. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. М., 1996. 202 с.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. 2-я ред. М.: Экономика, 2000. 421 с.

References:

1. Sazonov B.F., Ponomarev A.G., Nemkov A.S. Late stage of oil field development. Samara, Kniga Publ., 2008. (In Russian)
2. Surguchev M.L. et al. Oil extraction from carbonate reservoirs. Moscow, Nedra Publ., 1987, 230 p. (In Russian)
3. Shchelkachev V.N. The impact of wells grid density and location on oil recovery. Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 1974, No. 6, pp. 26–29. (In Russian)
4. RD 153-39-007-96. Rules of design process documents drawing up for the development of oil and gas deposits. Moscow, 1996, 202 p. (In Russian)
5. Guidelines for investment projects efficiency assessment, 2nd ed. Moscow, Ekonomika Publ., 2000, 421 p. (In Russian)