УДК 622.276.5

**А.Ю. Сенцов**
*ЛУКОЙЛ-Инжиниринг КогалымНИПИнефть[1]*
*начальник Центра проектирования разработки месторождений*
*SentsovAY@tmn.lukoil.com*

**Н.С. Полякова**
*ЛУКОЙЛ-Инжиниринг КогалымНИПИнефть*
*инженер 2 категории*
*PolyakovaNS@tmn.lukoil.com*

**С.И. Грачев**
*д-р техн. наук*
*Тюменский индустриальный университет[2]*
*профессор*
*заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений*
*grachevsi@mail.ru*

# Оптимизация нового бурения в условиях неопределенности геологической основы

[1]Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, 41.
[2]Россия, 625000, Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

*В работе рассмотрен подход, позволяющий повысить качество проектирования стадий освоения краевых зон нефтяных залежей путем выделения перспективных участков для бурения скважин на основе их вероятностных геолого-гидродинамических моделей, формирования стратегии ввода участков в разработку, ориентированной на достижения высоких технико-экономических показателей*

**Ключевые слова:** сценарии разработки; оптимальный вариант разработки; оптимизация бурения; неопределенность геологической модели; устойчивость к геологическим рискам

В последнее время, несмотря на появление новых технологий, экономическая привлекательность бурения и эксплуатации новых скважин на разрабатываемых месторождениях становится отрицательной. При этом разбуренность освоенных месторождений зачастую составляет 60–80%. Как известно [1], краевые части залежей нефти характеризуются сложным, неоднозначным строением. В таких зонах неподтверждение первоначальной геологической основы может превышать 30% [1]. Моделирование подобных сложных систем нефтедобычи предлагается А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Н. Хасановым и Р.Н. Бахтизиным как один из методов повышения степени разбуренности месторождения, и как следствие, увеличения общей экономически эффективной нефтеотдачи пласта [2].

Для минимизации рисков и повышения прогнозной эффективности бурения применяются постоянно действующая геолого-гидродинамическая модель, актуализация геолого-гидродинамической модели перед началом бурения, адаптивная система разработки В.Д. Лысенко [3]. В последнее время развиваются статистические методы «*datamining*», которые дают лишь вероятность успешности бурения скважины в рассматриваемом районе. Каждый подход имеет свои плюсы и при этом все подходы могут взаимно дополнять друг друга. Известно [4], что объекты нефтегазодобычи требуют использования целой иерархии моделей – от дифференциальных до интегральных, от детерминированных до адаптивных.

Рассмотрим примеры, объясняющие потери или увеличение добычи при ухудшении или улучшении первоначального представления о геологической основе (***рис. 1–2***).

На участке 1 (ухудшение ГФХ при бурении) предполагалось формирование избирательной системы заводнения с расстоянием между скважинами 600 м (***рис. 1***). В результате бурения скв. № 3582, 3582А отмечается неподтверждение насыщения коллектора, сокращение нефтенасыщенных толщин (***табл. 1***).

После бурения первой скважины с кустовой площадки произошло ухудшение геологической основы от плановой, в результате дополнительно было пробурено несколько наклонно-направленных скважин с целью уточнения геологического строения и возможного получения плановых ГФХ. Геолого-физические параметры участка не улучшились и в связи с тем, что по участку отсутствовал сценарий развития при ухудшении геологического строения залежи, бурение было остановлено.

При плановой накопленной добыче нефти в 600 тыс. т (41 тыс. т/скв), накопленная добыча нефти по результатам актуализации модели составит 57 тыс. т (19 тыс. т/скв). Предприятие понесло экономические потери, при этом вовлечение участка в разработку отнесено на более поздний срок после уточнения геологической модели и формирования нового варианта разработки по участку.

Участок 2 (улучшение ГФХ при бурении) плановая добыча нефти на модели до реализации бурения при формировании системы разработки с сеткой скважин 700 × 700 м (***рис. 2***) составила 583 тыс. т (37 тыс. т/скв).

По результату бурения первых скважин участка произошло значительное улучшение геологической основы. Бурение было закончено согласно первоначальному плану, который предполагал гораздо худшие ГФХ участка. В целом можно сказать, что бурение успешное, улучшение ГФХ участка и более положительное развитие коллектора по сравнению с первоначальной моделью, при применении запроектированной системы разработки, показало прирост накопленной добычи нефти; так, добыча нефти по ГГДМ составила 742 тыс. т (56 тыс. т/скв).

Однако при получении увеличения запасов нефти оптимизация размещения проектного фонда также не производилась, что привело к потерям добычи нефти. В случае своевременного изменения размещения проектного фонда скважин и уплотнения сетки скважин до 500 × 500 м накопленная добыча нефти – 1053 тыс. т

**Таблица 1.**
ГФХ рассматриваемых участков до и после разбуривания

| Параметр | Участок 1 | | Участок 2 | |
|---|---|---|---|---|
| | План | Факт | План | Факт |
| Нефтенасыщенная толщина, м | 6,3 | 4,1 | 3,8 | 6,7 |
| Нефтенасыщенность, д. ед. | 0,506 | 0,480 | 0,495 | 0,512 |
| Пористость, д. ед. | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 |
| Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм$^2$ | 18 | 12 | 16 | 22 |
| Запасы на проектную скважину, тыс. т | 31 | 24 | 37 | 56 |

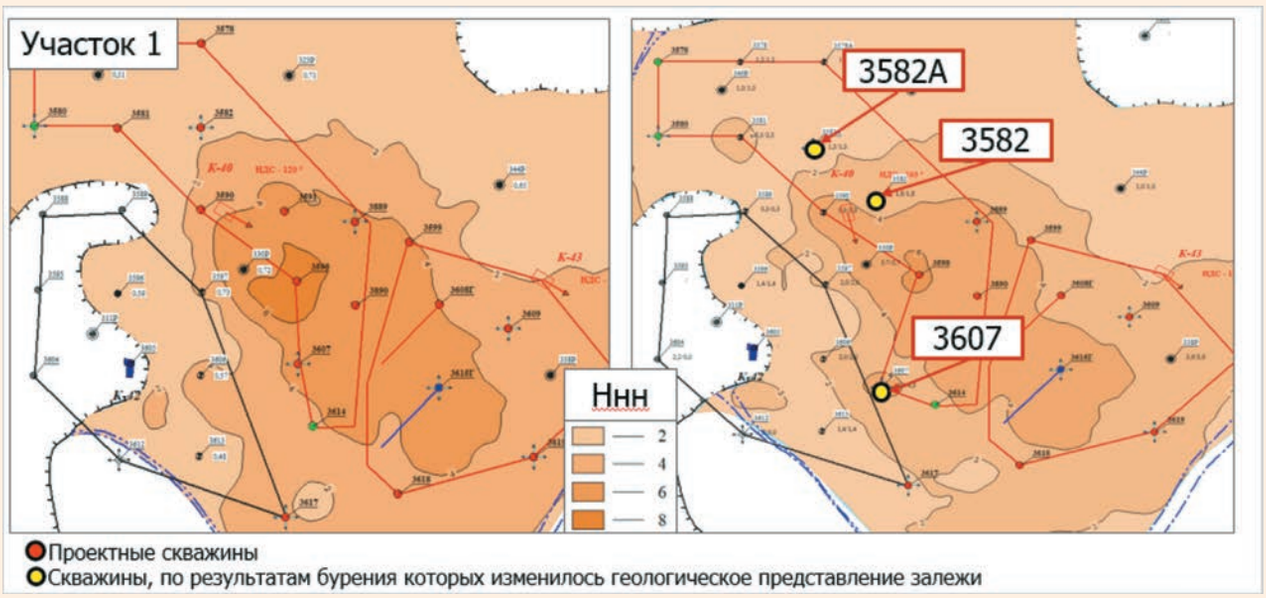


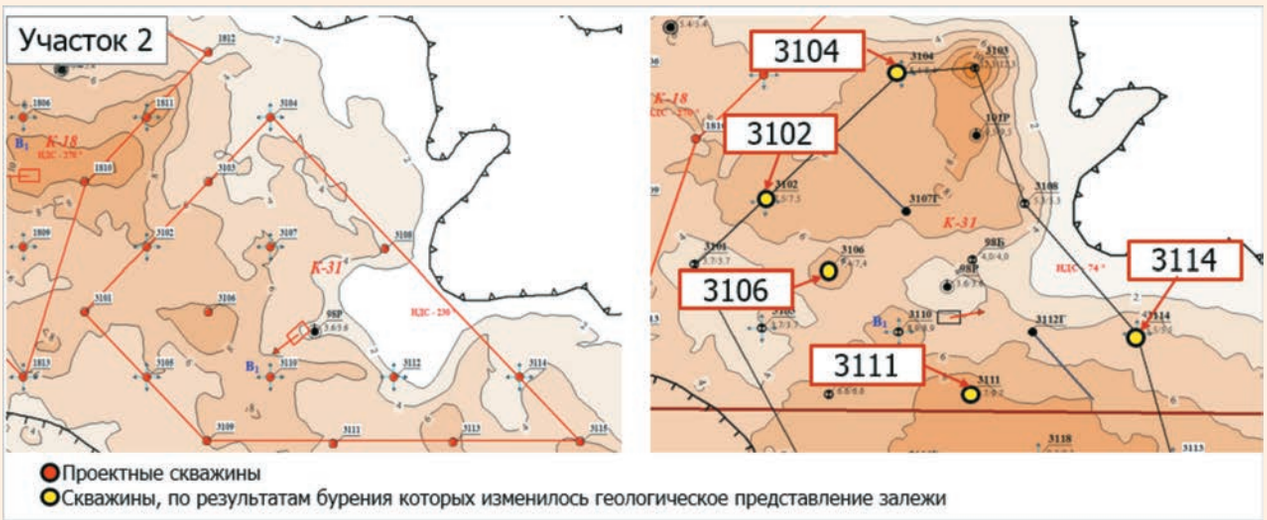

**Рис. 1.**
*Пример изменения геологического строения в худшую сторону. Участок 1*

(52 тыс. т/скв). Таким образом, потери по участку составили 300 тыс. т.

Необходимость оптимизации проектного фонда для бурения обусловлена тем, что в проектно-технологических документах на разработку нефтяных месторождений фонд размещается с использованием только детерминированных моделей, риск неподтверждения проектных показателей заложен в анализе чувствительности проекта, при этом риск бурения отдельной кустовой площадки не учитывается. По факту, нефтяные компании рассматривают эффективность бурения новых скважин по кустовым площадкам, и все риски, связанные с неподтверждением геологической основы, закладываются в дебит новой скважины, что зачастую делает бурение заведомо неэффективным.

Необходимость применять альтернативные модели при планировании бурения конкретных кустовых площадок обусловлена более сложной геологией [5–6], чем представляемой в геологических моделях, где межскважинное пространство прогнозируется с использованием интерполяционных методов. По факту нефтяные пласты характеризуются высокой природной неоднородностью. Так, по соседним скважинам, расположенным на расстоянии сетки скважин, геолого-физические характеристики (литология, насыщенность, проницаемость) имеют значительные изменения и, как следствие, коэффициент продуктивности может варьироваться в широких пределах. При этом усредненные ГФХ по крупным участкам одной залежи, вскрытые большим числом скважин, отличаются гораздо

**Рис. 2.**
*Пример изменения геологического строения в лучшую сторону. Участок 2*



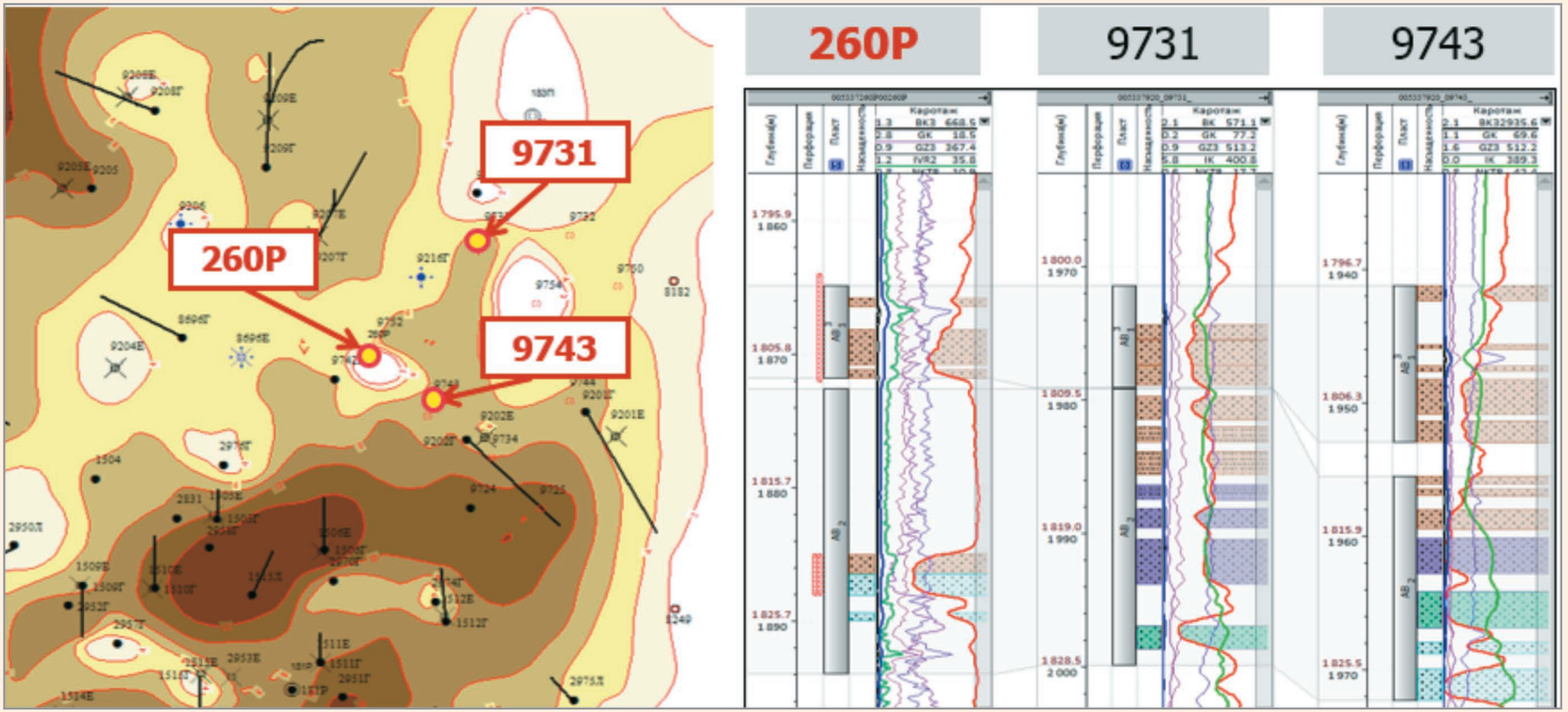



**Рис. 3.**
*Пример различия геологического строения соседних скважин*

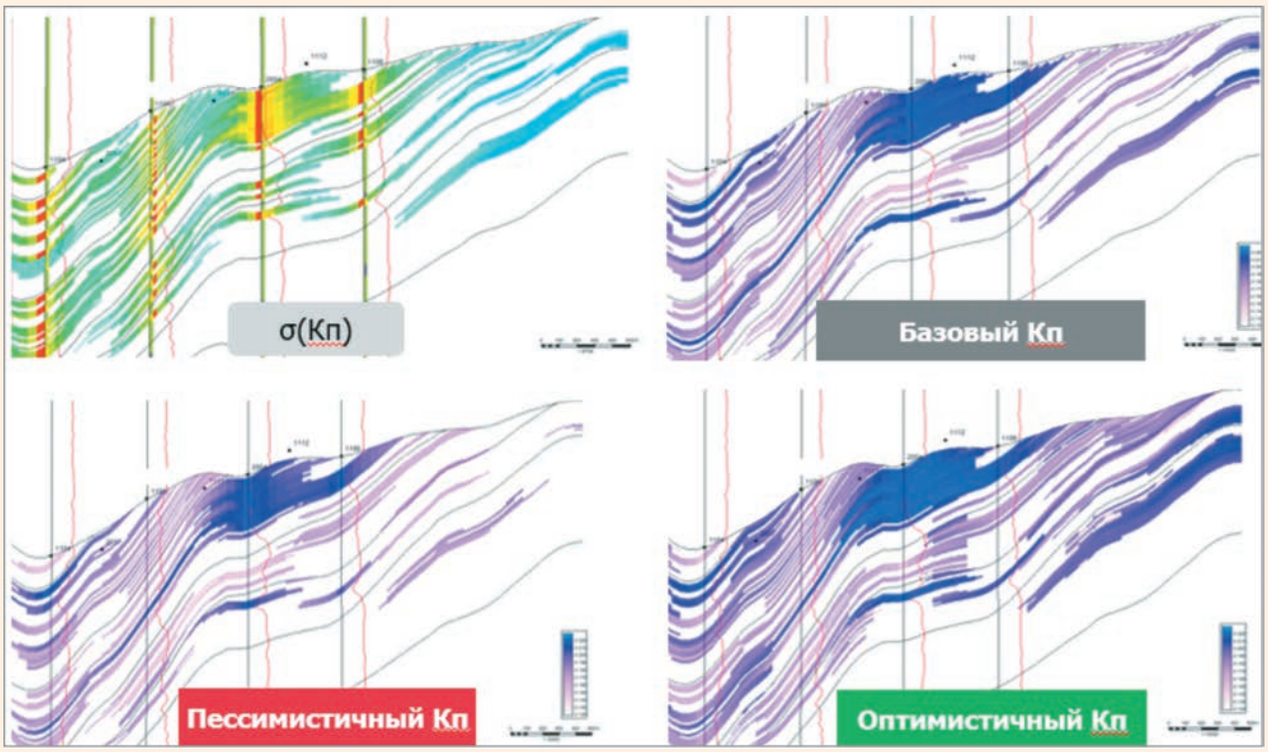



**Рис. 4.**
*Пример моделирования пористости с учетом геологической неопределенности*

меньше, чем между соседними скважинами [2] (***рис. 3***).

Карты параметров (карты нефтенасыщенных толщин, проницаемости), на которых размещается проектный фонд, имеют вероятностный, а не истинный характер [2]. Для максимально достоверного характера карт параметров необходимо проводить очень большое количество геофизических и гидродинамических исследований, что в настоящее время не проводится на месторождениях ввиду больших затрат.

Подходя к планированию бурения на уже разбуренных участках разрабатываемого месторождения, можно выделить параметры, наиболее влияющие на геологическую модель – например, положение структуры, положение водонефтяного контакта, нефтенасыщенность, наличие или отсутствие русла. Затем изменчивость выбранных характеристик можно использовать на участках нового бурения для построения различных вариантов геолого-гидродинамических моделей. Исходя из этого, был сформирован подход к формированию стратегии ввода в разработку отдельных участков залежей, устойчивого к геологическим рискам [7–8] за счёт использования не утвержденной детерминированной модели, а многовариантной основы.

В вариативных моделях величина запасов и добыча углеводородов определяется не конкретным значением рассматриваемых параметров, а диапазоном их возможных значений. Соответственно, и величина запасов, и величина добычи могут изменяться. Вариативные модели основаны на учете неопределенностей входных параметров путем «нормирования на факт», суть которого заключается в переносе на неразбуренные зоны основных геологических характеристик, присущих разбуренному участку (особенностей поведения структурного плана, различных параметров, характеризующих геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства). При этом для каждого объекта необходим индивидуальный подход при выборе методики расчета неопределенностей. Диапазон изменения выбранных геологических характеристик на разбуренном участке транслируют на неразбуренные участки.

Формирование оптимальной, наиболее устойчивой к прогнозируемым рискам, стратегии ввода неразбуренных участков в разработку включает в себя создание вероятностных трех геолого-гидродинамических моделей (P10, P50, P90), формирование вариантов разработки, предполагающих применение различных систем разработки, конструкций скважин и методов повышения нефтеотдачи, направленных на максимальное нефтеизвлечение с учетом возможного (прогнозного) изменения геологического строения. При этом при возможном концептуальном изменении геологического строения вариант должен предусматривать переход к оптимальной системе при изменении геологии.

| Параметр | Базовый вариант | Вар. 1 | Вар. 2 | Вар. 3 | Вар. 4 | Вар. 5 | Вар. 6 | Вар. 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Длина ГС, м | 600/200 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 300 | 600 |
| Расстояние между скважинами, м | 500 | 250 | 300 | 350 | 350 | 400 | 400 | 500 |
| Ряд нагнетательных скважин | ННС/ГС | ННС | ННС/ГС | ННС | ННС/ГС | ННС | ННС/ГС | ННС |
| Накопленная добыча нефти, тыс. т | 1437,5 | 1578,9 | 1592,2 | 1534,3 | 1600 | 1485,2 | 1620,8 | 1169,5 |
| Кол–во скважин, ед. | 39 | 45 | 42 | 42 | 42 | 40 | 42 | 30 |
| Кол–во добывающих скважин, ед. | 22 | 21 | 26 | 27 | 26 | 26 | 26 | 13 |
| Кол–во нагнетательных скважин, ед. | 17 | 24 | 16 | 15 | 16 | 14 | 16 | 17 |
| Накопленная добыча на скважину, тыс. т | 36,9 | 35,1 | 37,9 | 36,5 | 38,1 | 37,1 | 38,6 | 39,0 |
| Накопленная добыча на добывающую скважину, тыс. т | 65,3 | 75,2 | 61,2 | 56,8 | 61,5 | 57,1 | 62,3 | 90,0 |
| КИН, д. ед. | 0,288 | 0,316 | 0,318 | 0,307 | 0,320 | 0,297 | 0,324 | 0,234 |
| NPV (чистый приведенный доход) | –0,6 | –0,5 | 0,8 | –3,7 | 0,9 | –2,5 | 1,2 | –9,3 |
| Срок окупаемости | 5 | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 | 6 |

**Таблица 2.**
Технико-экономические показатели вариантов разработки рассматриваемого участка (модель P50)

Выбор наиболее оптимального варианта разработки производился по следующему алгоритму:

– расчет показателей по вариантам с применением ГГДМ (модель P50);

– экономическая оценка, выбор наилучших вариантов;

– расчет выбранных наилучших вариантов с применением ГГДМ (модель P90);

– определение методом схождения наиболее уверенных скважин по моделям (P50 и P90);

– экономическая оценка вариантов, рассчитанных на модели P90, выбор наиболее устойчивого варианта;

– определение зависимого и независимого фонда по каждой кустовой площадке.

Выбор скважины (модель P10), целью которой является доизучение геологического строения участка. При подтверждении модели насыщения – размещение проектного фонда на доизученный участок.

Предложенный подход был применен на неразбуренном участке объекта $БВ_7$ Южно-Выинтойского месторождения, разработка которого ведется с 1997 г. по обращенной семиточечной системе заводнения с переходом на избирательную, расстояние между скважинами – 550 м.

Основной геологической неопределенностью объекта $БВ_7$ является удаленность линий выклинивания зональных интервалов, соответственно, и строения их проницаемой части залежи. Таким образом, неразбуренные участки

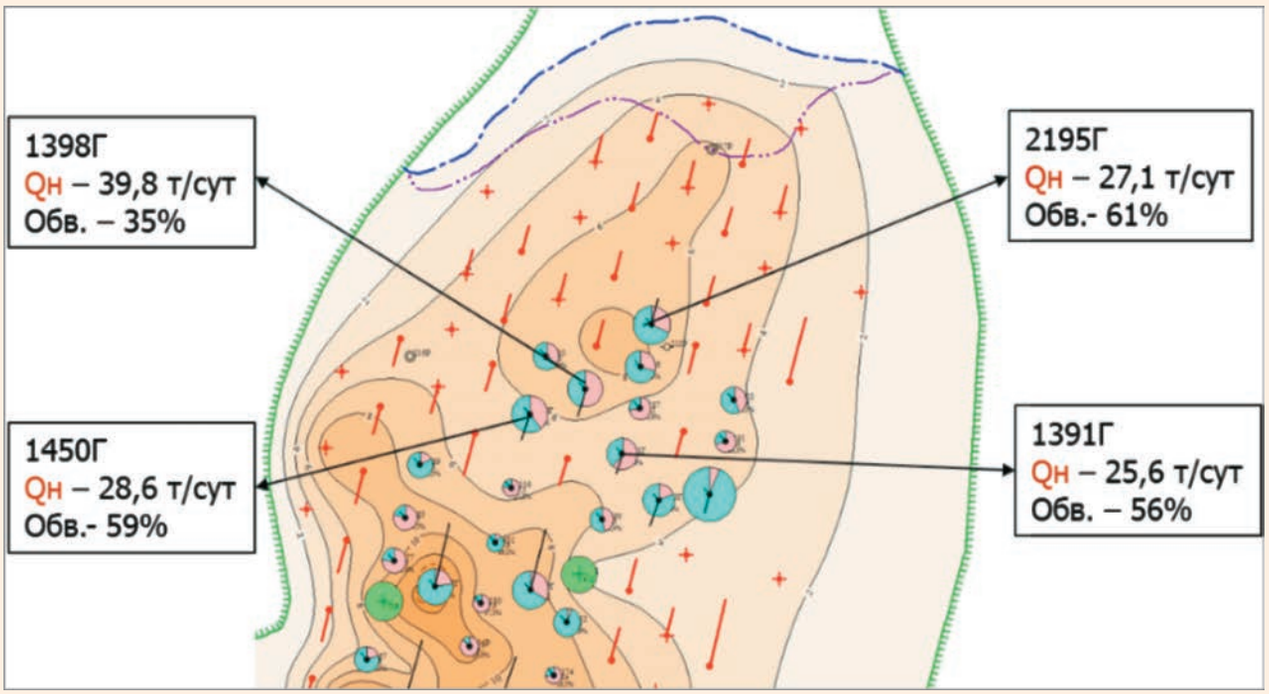



**Рис. 5.**
*Фактические показатели работы участка*

характеризуются высокими прогнозными рисками. В связи с чем, по рассматриваемому участку созданы три геологические модели: базовая (P50), пессимистическая (P90), оптимистическая (P10). Во всех геологических моделях используется единый набор данных: данные сейсморазведки, структурной поверхности, результаты интерпретации ГИС и неизменная схема водонефтяного контакта (ВНК) (***рис. 4***).

Учитывая геологические особенности объекта и фактические результаты работы наклонно-направленных скважин, характеризующихся низкой продуктивностью, сформировано восемь вариантов размещения проектного фонда скважин с применением горизонтальных скважин. Варианты различаются расстоянием между скважинами и способом их заканчивания. Выбор рекомендуемого варианта осуществлялся с подходом, описанным выше.

Ниже представлены основные технико-экономические показатели вариантов, рассчитанных на базовой модели P50 на примере рассматриваемого участка (***табл. 1***). Наиболее предпочтительным оказался вариант 6, предусматривающий формирование однорядной системы заводнения с расстоянием между рядами 450 м, в добывающем ряду: бурение горизонтальных скважин с ГУ 300 м и расстоянием между скважинами 400 м; в нагнетательном ряду: бурение, через одну, наклонно-направленных и горизонтальных скважин (ГУ 250 м) с расстоянием 525 м.

Сформированный вариант разработки устойчив к геологическим и технологическим рискам и обеспечивает превышение утвержденного коэффициента нефтеизвлечения (по результатам гидродинамического моделирования) в пределах рассматриваемого участка. Реализация проектного фонда предусматривалась поэтапно: бурение нагнетательных наклонно-направленных скважин с проведением геофизических исследований скважин (ГИС); уточнение геологической основы; принятие решений по бурению ГС; бурение ГС без пилотных стволов; бурение осуществляется по принципу адаптивной системы разработки.

Предлагаемый в работе подход успешно реализован. Горизонтальные скважины вводятся в разработку с дебитом нефти порядка 25–40 т/ сут, (***рис. 5***), что полностью подтверждает базовую геологическую модель (P50), при этом по ряду скважин отмечается развитие коллектора по оптимистической модели (P10).

## Выводы

Таким образом, предложенный в работе подход с применением вероятностного моделирования позволяет:

– сформировать наиболее устойчивые к возможным геологическим и технологическим рискам варианты разработки;

– оптимизировать очередность бурения скважин при применении адаптивной системы разработки;

– увеличить достигаемый по участкам коэффициент извлечения нефти.

**Литература**

1. Восков Д.В. Современное гидродинамическое моделирование: неопределенности, ошибки, и новые задачи //Взаимодействие геологической и гидродинамической моделей. Тезисы совместной технической конференции SPE, EAGE, 18–20 марта 2014 г. М.: Газпром нефть, SPE, EAGE. 2014.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов Р.Н., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. Уфа: Гилем. 1999. 464 с.
3. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра. 2005. С. 37, 49, 153–160.
4. Пичугин О.Н., Прокофьева Ю.З., Александров Д.М. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования //Нефтепромысловое дело. 2013. № 11. С. 69–75.
5. Муслимов Р.Х., Волков Ю.А. Организация инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на поздней стадии как средство модернизации управления отраслью //Нефть. Газ. Новации. 2014. № 4. С. 12–18.
6. Черкас Е.О., Антоненко Д.А., Ставинский П.В. Определение рисков при бурении скважин и учет неопределенностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) //Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». 2008. № 3. С. 6–10.
7. Сенцов А.Ю., Крамар О.В., Овчинникова Е.И., Арефьев С.В. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты $АВ_{1-2}$ Нивагальского месторождения) //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 50–58.
8. Сенцов А.Ю., Крамар О.В., Черкасова И.Ю., Тимофеева С.А. и др. Выбор стратегии разбуривания объекта на основе вероятностного подхода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 8. С. 31–35.

**UDC 622.276.5**

**A.Yu. Sentsov,** Head of Field Development Design Center, LUKOIL–Engineering, KogalymNIPIneft[1], SentsovAY@tmn.lukoil.com
**N.S. Polyakova,** Category 2 Engineer, LUKOIL–Engineering, KogalymNIPIneft[1], PolyakovaNS@tmn.lukoil.com
**S.I. Grachev,** Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tyumen Industrial University[2], grachevsi@mail.ru

[1]41 Respubliki str., Tyumen, 625000, Russia.
[2]70 Melnikayite str., Tyumen, 625000, Russia.

# Optimization of new drilling in the face of uncertain geological framework

**Abstract.** The paper considers an approach to improve the design quality for the stages of edge zone development in the oil fields. This can be done using the following workflow: on the basis of probabilistic geological and hydrodynamic models, identification of promising areas for drilling wells; formation of strategy for bringing areas into development with the aim to achieve high performance parameters.

**Keywords:** development scenarios; optimal development option; drilling optimization; uncertainty of geological model; geological risk tolerance

**References**

1. Voskov D.V. ***Sovremennoe gidrodinamicheskoe modelirovanie: neopredelennosti, oshibki, i novye zadachi*** [Modern hydrodynamic modeling: uncertainties, errors, and new tasks]. ***Vzaimodejstvie geologicheskoj i gidrodinamicheskoj modelej*** [Interaction of geological and hydrodynamic models]. Abstracts of a joint technical conference SPE, EAGE, 18–20 marta 2014 g. Moscow, Gazprom neft, SPE, EAGE Publ., 2014.
2. Mirzadzhanzade A.H., Hasanov R.N., Bahtizin R.N. ***Jetjudy o modelirovanii slozhnyh sistem neftedobychi. Nelinejnost', neravnovesnost', neodnorodnost'*** [Studies on the modeling of complex oil production systems. Nonlinearity, nonequilibrium, heterogeneity]. Ufa, Gilem Publ., 1999, 464 p.
3. Lysenko V.D., Grajfer V.I. ***Racional'naja razrabotka neftjanyh mestorozhdenij*** [Rational development of oil fields]. Moscow, Nedra Publ., 2005, pp. 37, 49, 153–160.
4. Pichugin O.N., Prokof'eva Ju.Z., Aleksandrov D.M. ***Derev'ja reshenij kak jeffektivnyj metod analiza i prognozirovanija*** [Decision trees as an effective method of analysis and forecasting]. ***Neftepromyslovoe delo*** [Oil field], 2013, no. 11, pp. 69–75.
5. Muslimov R.H., Volkov Ju.A. ***Organizacija innovacionnogo proektirovanija razrabotki neftjanyh mestorozhdenij na pozdnej stadii kak sredstvo modernizacii upravlenija otrasl'ju*** [Organization of innovative design of oil field development at a late stage as a means of modernizing industry management]. ***Neft'. Gaz. Novacii*** [Oil. Gas. Novation], 2014, no. 4, pp. 12–18.
6. Cherkas E.O., Antonenko D.A., Stavinskij P.V. ***Opredelenie riskov pri burenii skvazhin i uchet neopredelennostej geologicheskih modelej (na primere Vankorskogo mestorozhdenija)*** [Identification of risks during well drilling and accounting for uncertainties of geological models (on the example of the Vankor field)]. ***Nauchno-tehnicheskij vestnik OAO «NK Rosneft'»*** [Scientific and Technical Bulletin of OAO NK Rosneft], 2008, no. 3, pp. 6–10.
7. Sencov A.Ju., Kramar O.V., Ovchinnikova E.I., Aref'ev S.V. ***Ot ocenki geologicheskoj neopredelennosti k strategii razburivanija uchastka (opyt primenenija podhoda pri planirovanii burenija na plasty AV1-2 Nivagal'skogo mestorozhdenija)*** [From the assessment of geological uncertainty to the drilling strategy of the site (experience in applying the approach to planning drilling on formations AB1-2 of the Nivagal field)]. ***Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh i gazovyh mestorozhdenij*** [Geology, geophysics and development of oil and gas fields], 2014, no. 10, pp. 50–58.
8. Sencov A.Ju., Kramar O.V., Cherkasova I.Ju., Timofeeva S.A. i dr. ***Vybor strategii razburivanija ob#ekta na osnove verojatnostnogo podhoda*** [Choosing an object drilling strategy based on a probabilistic approach]. ***Neftjanoe hozjajstvo*** [Oil industry], 2016, no. 8, pp. 31–35.