

**Министерство высшего и среднего специального образования
Республики Узбекистан
Каршинский инженерно-экономический институт**



Отдел магистратуры

В правах рукописи

УДК 622. 276.

Абдиразаков Акмал Ибрагимович

«Анализ степени влияния геологической модели на показатели разработки нефтяных месторождений (на примере нефтегазоконденсатного месторождения Шакарбулак)».

Специальность: 5А311901- «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

**Диссертационная работа на соискание академической степени
магистра**

Научный руководитель

_____ д.т.н., проф. А.Х.Агзамов.

«__» _____ 2015 год

Карши – 2015

Аннотация

Актуальность темы. Нефтегазовая отрасль является одной из основных в структуре народного хозяйства нашей Республики. По прогнозу развития народного хозяйства в ближайшую и отдаленную перспективу ее роль не будет снижаться.

Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов в последние годы неразрывно связана с реализацией с «Государственной Программой развития нефтегазовой отрасли на 2007 – 2013 годы», а также программой «О приоритетах развития промышленности Узбекистана 2011 – 2015 годах», утвержденный постановлением Президента Республики Узбекистан Каримовым И.А.

Становление нефтегазовой промышленности Республики неразрывно связано с развитием теории разработки месторождений углеводородов. Характерной особенностью теории разработки месторождений углеводородов в XX веке заключалась в создании различных методик прогнозирования показателей разработки из-за необходимости учета многообразия геолого-физических особенностей вводимых в эксплуатацию новых объектов.

Отличительной особенностью теории разработки последних двух десятилетий составляет широкое использование компьютерных программ, позволяющих задачи прогнозирования решать на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений. Данные модели состоят из двух органически связанных частей: геологической и гидродинамической. При этом геологическая модель месторождения является основой для создания гидродинамической (фильтрационной) модели, на основе которой осуществляется прогноз показателей разработки, т.е. степени достоверности проектных решений и их эффективности. Поэтому исследования направленные на изучение степени влияния

достоверности геологической модели на прогнозные показатели является одной из актуальных задач теории и практики разработки нефтяных месторождений.

Цель исследования. Установление степени влияния достоверности геологической модели на оценку запасов углеводородов и эффективность разработки нефтяного месторождения, на основе численных теоретических экспериментов и сопоставления проектных и фактических показателей разработки.

Задачи исследования:

- анализ последовательности и этапов создания геологической модели месторождений углеводородов;
- выявление проблем создания и использования геологической модели месторождений углеводородов;
- оценка степени влияния геологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти;
- анализ степени влияния неопределенностей геологической модели на достоверность оценки запасов углеводородов и прогнозных показателей разработки месторождений.

Объектом исследования являются геологические модели месторождений углеводородов, **предметом исследования** – степень влияния достоверности геологических факторов и геологической модели на величину коэффициента извлечения нефти.

Процесс исследования включает в себя следующие этапы: критический анализ предыдущих исследований по теме диссертации; анализ методов построения геологической модели; особенности перехода от геологической модели на гидродинамическую модель; оценка степени

влияния геологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти; разработка рекомендаций по повышению эффективности разработки на основе уточненной геологической модели месторождения.

Для решения поставленной задачи использованы методы: систематизации, анализа и обобщения геолого-промысловых данных; математической статистики; геолого-статистического моделирования и аналитического исследования.

Результаты исследования и их научная новизна:

1. Показано, что неадекватная к реальным геологическим условиям месторождения геологическая модель может привести к ошибкам при подсчете запасов углеводородов до 70 % и практически полному несоответствию прогнозных и фактических показателей разработки.

2. Установлено, что при сопоставимых геологических условиях залежей нефтеотдача пластов в карбонатных коллекторах, при благоприятных и неблагоприятных сочетаниях геологических факторов, ниже чем в терригенных, соответственно на 7 % и 22 % , из-за более сложного геологического строения и неоднородности пластов.

3. Установлено, что в наихудшем и наилучшем сочетании геологических факторов их доля влияния в формировании величины коэффициента извлечения нефти составляет соответственно 15 -20 % и 60 -80 % .

Рекомендации по использованию результатов исследования. Полученные теоретические выводы и практические рекомендации предлагается использовать при:

— адаптации геологических и гидродинамических моделей к реальным геолого-физическим условиям месторождений;

- анализе причин расхождения проектных и фактических показателей разработки месторождений;
- обосновании геолого-технических мероприятий по повышению эффективности разработки месторождений.

Аннотация

Мавзунинг долзарблиги. Нефт ва газ саноати Республикамиз халқ хўжалиги тузилмасининг энг асосий тармоқларидан бири ҳисобланади. Халқ хўжалигининг ривожланиш маълумотларига кўра яқин йиллар ва келажакдаги истиқболида унинг ўрни камаймаслигини кўрсатади.

Углеводород конларининг ишлаш самарасини оширишда сўнги йилларда “ Нефт ва газ тармоғини 2007-2013 йилларда ривожлантириш давлат дастури ”ни амалга оширилганлиги, шунингдек Ўзбекистон Республикаси Президенти И.А.Каримов томонидан тасдиқланган қарор асосан “Ўзбекистон саноатини 2011-2015 йилларда ривожлантириш долзарблиги тўғриси”даги дастур билан узвий боғлиқ.

Республикамизда нефт ва газ саноатининг шаклланиши углеводород конлари ҳудудларининг ривожланиши билан узвий боғлиқ. XX асрда углеводород конларининг назарий ишлашининг асосий таснифи ва хусусиятлари шундан иборатки, ишлаш кўрсаткичларини тахминий ҳисоблашнинг хар хил усулларини яратиш ишга туширилаётган янги объектларнинг геолого-физик хусусиятлари хилма-хилигини ҳисобга олган ҳолда амалга оширишдан иборат.

Сўнги икки ўн йилликда ишлашнинг назариясида фарқ қилувчи хусусиятларидан бири компьютер датсурларидан фойдаланилганлиги ташкил қилади, башоратлаш вазифаларини конларнинг дойимий ишчи геолого-технологик модели асосида ечишга имкон яратади. Ушбу модел ўзаро узвий боғланган иккита қисмдан ташкил топган: геологик ва гидродинамик (фильтрация). Шу билан бирга коннинг геологик модели гидродинамик (фильтрация) модели учун асос бўлиб, шунингдек ишлаш кўрсаткичларини, лойихавий ишланмаларнинг тўғри эканлигини ва уларнинг самарадорлиги башоратлашни амалга оширишда асос бўлиб хизмат қилади. Шунинг учун башоратли кўрсаткичларга геологик

моделларнинг ҳақиқатдан таъсир этишини урганиш тадқиқот йўналишлари, нефт конларини ишлашнинг назарий ва амалий долзарб вазифаларидан бири ҳисобланади.

Тадқиқотнинг мақсади. Нефт конлари ишлаш самарадорлиги ва углеводородлар захирасиги баҳо беришда геологик моделларнинг таъсир поғонасини тўғрилигини урнатиш, санаб утиладиганлар асосида назарий экспериментлар ва лойиҳавий ва ҳақиқий ишлаш кўрсаткичларини таққослашдан иборат.

Тадқиқотнинг вазифаси:

- углеводород конлари геологик моделларини яратишнинг кетма-кетлиги ва поғонасини таҳлили;
- углеводород конларининг геологик моделини яратишда ва фойдаланишда муаммоларни аниқлаш;
- геологик омилларни нефт бераолувчанлик коэффицентига таъсир этиш поғонасини баҳолаш;
- конни ишлашининг тахминий кўрсаткичига ва углеводород захираси баҳоланишининг ҳақиқийлига геологик моделлар ноаниқлигини таъсир этиш поғонасини таҳлил қилиш;

Тадқиқотнинг объекти - углеводород конларининг геологик модели ҳисобланади, **тадқиқотнинг предмети** – нефт бераолувчанлик коэффицентига катталига геологик моделлар ва геологик омилларнинг таъсир этиш поғонасининг ҳақиқийлиги.

Тадқиқот жараёни қўйидаги поғоналарни ўз ичига олади: диссертация мавзуси бўйича олдин қилинган тадқиқотларни танқидий таҳлил қилиш; геологик моделларнинг яратилиш усулларини таҳлил қилиш; геологик моделдан гидродинамик моделга утишнинг ўзига хос хусусияти; нефт бераолувчанлик коэффицентига катталигига геологик омилларнинг таъсир этиш поғонасига баҳо бериш; коннинг

аниқлаштирилган геологик модели асосида ишлаш самарасини оширишга тавсиялар ишлаб чиқиш;

Қўйилган вазифаларни бажариш учун қўлланиладиган усуллар: системалаштириш, кон-геологик маълумотларни таҳлил қилиш ва умумлаштириш; математик статистика; геолого-статистик моделлаштириш ва таҳлилий тадқиқот.

Тадқиқотнинг натижаси ва уларнинг илмий янгилиги:

1. Кўрсатадики, яъни коннинг геологик моделини ҳақиқий геологик шароитларга мос келмаслиги углеводород захираларини ҳисоблашда 70 % гача хатоликларга олиб келиши мумкин ва тахминий ва ҳақиқий ишлаш кўрсаткичларининг умуман тулик тўғри келмайди.
2. Аниқландики, яъни уюмлар геологик шароитларни таққослаганда карбонат коллекторларли қатламларнинг нефт бераолувчанлиги ижобий ва салбий геологик омиллар ҳолатларида, терригенли коллекторларга нисбатан паст, мос равишда 7 % ва 22 % , қатламларнинг анча мураккаб геологик тузилганлиги ва бир хил эмаслигига боғлиқ.
3. Аниқландики, яъни ижобий ва салбий геологик омилларнинг мослиги уларни нефт бераолувчанлик коэффициенти катталигини ҳосил қилишга таъсир миқдори мос равишда 15-20 % ва 60-80 % ни ташкил этади.

Тадқиқот натижаларини фойдаланиш бўйича тавсиялар.

Олинган назарий хулосаларни ва амалий тавсияларни қўйидагиларда фойдаланиш таклиф этилади:

- коннинг реал геолого-физикавий шароитларига геологик ва гидродинамик моделларни мослаштиришда;
- коннинг лойиҳавий ва аниқ ишлаш кўрсаткичларини тўғри келмаслиги сабабини таҳлил қилишда;

— КОННИНГ ИШЛАШ САМАРАСИНИ ОШИРИШДАГИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИКАВИЙ
ТАДБИРЛАРНИ АСОСЛАШДА.

Annotation

Relevance of the topic. The oil and gas industry is one of the basic structure of the economy of our Republic. According to the forecast of economic development in the near and distant future its role will not decline.

Formation of oil and gas industry is inextricably linked with the development of the theory of the development of hydrocarbon deposits. A characteristic feature of the theory of the development of hydrocarbon deposits in the twentieth century was to create different methods of forecasting the development of indicators for the need to consider the variety of geological and physical features of commissioned new facilities.

A distinctive feature of the theory of the development of the past two decades is the extensive use of computer programs to solve the problem of forecasting on the basis of permanent geological and technological models of oil fields. These models consist of two integrally connected parts: geological and hydrodynamic. This geological model is the basis for creating a hydrodynamic (filter) model, based on which the forecast for the development of indicators, i.e. the reliability of the design decisions and their effectiveness. Therefore, the study aimed at studying the effect of the degree of reliability of the geological model for forecast indicators is one of the urgent problems of the theory and practice of development of oil fields.

The purpose of the study. Establishing the degree of influence of reliability of geological model to assess the reserves and the effectiveness of the oil field development on the basis of numerical experiments and comparison of theoretical and actual performance of project development.

Objectives of the study:

- Analysis of the sequence of stages and the creation of a geological model of hydrocarbon deposits;

- Identification of the problems of creating and using a geological model of hydrocarbon deposits;

- Assessment of the degree of influence of geological factors on the oil recovery factor;

- Analysis of the degree of influence of the uncertainty of the geological model for the reliability assessment of hydrocarbon reserves and forecasting mining.

Object of research are the geological model of hydrocarbon deposits, **the subject of study** - the degree of influence of geological factors and the reliability of the geological model on the value of the oil recovery factor.

The research process includes the following steps: a critical analysis of previous research on the topic of the dissertation; Analysis methods for constructing the geological model; especially the transition from a geological model for the hydrodynamic model; assessment of the influence of geological factors on oil recovery; development of recommendations to improve the effectiveness of development based on the revised geological model of the deposit.

To solve this problem used methods: organizing, analyzing and summarizing geological and production data; mathematical statistics; geological and statistical modeling and analysis.

Results of research and its scientific innovation:

1. It is shown that inadequate to the real geological conditions of the deposit geological model can lead to errors in the calculation of hydrocarbon reserves to 70%, and almost complete mismatch forecast and actual indicators of development.

2. It was found that at comparable geological conditions of deposits of oil recovery in carbonate reservoirs at suitable and unsuitable combination of geological factors, lower than in clastic, respectively 7% and 22%, due to the complex geological structure and reservoir heterogeneity.

3. It was found that in the worst and the best combination of geological factors, their share of influence in the formation of the value of the oil recovery factor of 20%, respectively, 15 and 60 to 80%.

Recommendations for the use of research results. The theoretical conclusions and practical recommendations are invited to use when:

- Adaptation of geological and hydrodynamic models to real geological and physical conditions of the deposit;
- Analysis of the reasons for the discrepancy of design and actual performance of field development;
- Justification of geological and technical measures to improve the efficiency of field development.

Оглавление

Введение	14
I. Анализ результатов исследований по созданию геологической модели месторождений (залежей) углеводородов	20
1.1. Требования действующих руководящих документов по созданию геологической модели месторождений углеводородов.....	20
1.2. Последовательность и этапы создания геологической модели месторождений углеводородов.....	31
1.3. Проблемы создания и использования геологической модели месторождений углеводородов.....	37
1.4. Выводы по первой главе.....	41
II. Геолого-статистические модели оценки коэффициента извлечения нефти и геолого-промысловые характеристики объектов разработки	43
2.1. Геолого-статистические модели оценки коэффициента извлечения нефти.....	43
2.2. Геолого-промысловые характеристики объектов использованных для получения геолого-статистических моделей коэффициента извлечения нефти.....	52
2.3. Оценка степени влияния геологических факторов на коэффици-	

ент извлечения нефти по геолого-статистическим моделям.....	56
2.4. Выводы по второй глава.....	65
III. Анализ степени влияния геологической модели на показатели	
разработки нефтегазоконденсатного месторождения	
Шакарбулак.....	67
3.1. Первоначальная геологическая модель и запасы углеводородов....	67
3.2. Анализ результатов уточнения геологической модели месторож-	
дения и запасов углеводородов.....	70
3.3. Текущее представление о геологической модели месторождения...	89
3.4. Выводы на третьей главе.....	96
Заключение	97
Литература	99
Приложение	100

Введения.

Актуальность темы. Нефтегазовая отрасль является одной из основных в структуре народного хозяйства нашей Республики. По прогнозу развития народного хозяйства в ближайшую и отдаленную перспективу ее роль не будет снижаться.

Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов в последние годы неразрывно связана с реализацией с «Государственной Программой развития нефтегазовой отрасли на 2007 – 2013 годы», а также программой «О приоритетах развития промышленности Узбекистана 2011 – 2015 годах», утвержденный постановлением Президента Республики Узбекистан Каримовым И.А.

Становление нефтегазовой промышленности Республики неразрывно связано с развитием теории разработки месторождений углеводородов. Характерной особенностью теории разработки месторождений углеводородов в XX веке заключалась в создании различных методик прогнозирования показателей разработки из-за необходимости учета многообразия геолого-физических особенностей вводимых в эксплуатацию новых объектов.

Отличительной особенностью теории разработки последних двух десятилетий составляет широкое использование компьютерных программ, позволяющих задачи прогнозирования решать на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений. Данные модели состоять из двух органически связанных частей: геологической и гидродинамической. При этом геологическая модель месторождения является основой для создания гидродинамической (фильтрационной) модели, на основе которой осуществляется прогноз показателей

разработки, т.е. степени достоверности проектных решений и их эффективности.

Поэтому исследования направленные на изучение степени влияния достоверности геологической модели на прогнозные показатели является одной из актуальных задач теории и практики разработки нефтяных месторождений.

Объектом исследования являются геологические модели месторождений углеводородов, **предметом исследования** – степень влияния достоверности геологических факторов и геологической модели на величину коэффициента извлечения нефти.

Цель исследования. Установление степени влияния достоверности геологической модели на оценку запасов углеводородов и эффективность разработки нефтяного месторождения, на основе численных теоретических экспериментов и сопоставления проектных и фактических показателей разработки.

Задачи исследования:

- анализ последовательности и этапов создания геологической модели месторождений углеводородов;
- выявление проблем создания и использования геологической модели месторождений углеводородов;
- оценка степени влияния геологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти;
- анализ степени влияния неопределенностей геологической модели на достоверность оценки запасов углеводородов и прогнозных показателей разработки месторождений.

Основные проблемы исследования.

В настоящее время все основные месторождения углеводородов разрабатываются на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей состоящих из двух взаимосвязанных моделей- геологической и гидродинамической. Применения на месторождениях Узбекистана зарубежных программных разработок «Petrel» — для геологического моделирования и «Schlumberger Eclipse» — для гидродинамического моделирования показывают, что результаты и достоверность моделирования определяется в основном полнотой и качеством исходной информации.

Недостатки геологического моделирования месторождения связаны как с объективными, так и субъективными факторами. К объективным факторам относятся неполнота и качество исходной геолого-промысловой информации, к субъективным - квалификация и опыт специалистов по моделированию. В связи с этим возникает необходимость в оценке рисков заключающихся в систематической оценке геологической неопределенностей, которые оказывают серьезное влияние на подсчет запасов углеводородов и выбор эффективной системы разработки месторождений.

Гипотеза исследования — геологические неопределенности оказывают существенное влияние на оценку запасов углеводородов и эффективность системы разработки. Тем лучшее сочетание геологических факторов, тем выше их влияние на коэффициент извлечения нефти.

Краткий анализ литературы по теме.

Проблемы возникающие при создании и использовании геологических моделей месторождений углеводородов опубликованы в работах А.И.Тимурзиева, А.В.Степанова, А.Ю.Суркова, М.А.Басырова, А.С.Кундина, А.Р.Мигранова, Р.Х.Гильмановой, Р.Г.Сарваретдинова, И.В.Истратова, С.Д.Богданова, Б.В.Терентьева, В.В.Плотникова,

А.А.Щипалова, Н.А.Еремина, А.С.Акрам, Т.С.Зиновкиной, Р.Я.Кучумова, И.В.Перевозкиной и др. Они отмечают, что при геологическое моделирование месторождений углеводородов связаны как с объективными, так и субъективными факторами. К объективным факторам обычно относят степень неоднородности пласта, абсолютные и фазовые проницаемости, вязкости нефти и вытесняющего агента, плотности сетки скважин, тип коллектора, смачиваемость породы, полярность плотностей и др. К субъективным фактором грамотность и квалификацию специалистов, занимающихся проектированием — геологов, технологов и специалистов по моделированию. Выводом этих исследователей является то что во время геологического моделирования, особенно на поисково - разведочном этапе, нередко встречаются ситуации когда на основании имеющихся исходных данных не представляются возможным однозначно определить реальное геологическое строение залежей. Приходится принимать решение на основе недостающей геолого-промысловой информации. По мере получения новых информации в процессе разведки и разработки месторождений углеводород геологическая модель должна уточняться для более адекватного отражения основных свойств продуктивного пласта и процесса извлечения нефти.

Аналізу неопределенностей при построении геологических моделей и связанных с ним рисков при оценке запасов углеводородов и показателей разработки месторождений посвящены ряд работ, том числе последние исследования Н.Г.Аржиловского, М.О.Васильева, В.С.Дурчина, Т.Г.Казаковой, Л.А.Давлетавой, Е.В.Задарожной, С.Х.Адульянова, М.А.Грищенко, Э.Б.Авраменко, А.Э.Лыткина, Э.Ф.Цигановой, Р.Х.Гильмановой, Э.Р.Мустаевой, Л.Н.Афсяниной, Л.М.Галоновой и др. Они считают, что оценка геологических рисков заключается в систематической оценке геологических неопределенностей, которые оказывают серьезное влияние на подсчет извлекаемых запасов и выбор системы разработки.

Для решения поставленной задачи использованы методы: систематизации, анализа и обобщения геолого-промысловых данных; математической статистики; геолого-статистического моделирования и аналитического исследования.

Теоретическое и практическое значение результатов исследования.

Полученные теоретические выводы и практические рекомендации предлагается использовать при:

— адаптации геологических и гидродинамических моделей к реальным геолого-физическим условиям месторождений;

— анализе причин расхождения проектных и фактических показателей разработки месторождений;

— обосновании геолого-технических мероприятий по повышению эффективности разработки месторождений.

Научная новизна;

1. Показана, что неадекватная к реальным геологическим условиям месторождения геологическая модель может привести к ошибками при подсчете запасов углеводородов до 70% и практически полному несоответствию прогнозных и фактических показателей разработки.

2. Установлено, что при сопоставимых геолого-физических условиях залежей нефтеотдача пластов в карбонатных коллекторах, благоприятных и неблагоприятных сочетаниях геологических факторов ниже чем в терригенных, соответственно на 7% и 22%, из-за более сложного геологического строения и неоднородности пластов.

3. Установлено, что в наихудшем и наилучшем сочетании геологическим факторов их доля влияния в формировании величины

коэффициента извлечения нефти составляет соответственно 15-20% и 60-80%.

Структура и объем магистерской диссертации.

Работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка литературы из 49 источника. Основное содержание работы изложена на — страницах машинописного текста, включает — таблиц и — рисунков.

По результатам проведенных исследований опубликовано две статьи.

Автор выражает свою искреннюю благодарность сотрудникам кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений » за советы и поддержки оказанные в процессе работы над магистерской диссертацией.

I. Анализ результатов исследований по созданию геологической модели месторождений (залежей) углеводородов.

1.1. Требования действующих руководящих документов по созданию геологической модели месторождений углеводородов.

Современное представление об эффективной разработке месторождений углеводородов невозможно представить без применения различных методов трехмерного моделирования. Процесс создания трехмерных цифровых геолого-технологических моделей нефтегазовых месторождений состоит из нескольких последовательных этапов с применением характерных методов, проведением соответствующих процедур, получением промежуточных результатов. В настоящее время эта последовательность представляет собой относительно устойчивую и регламентированную схему действий / 40/.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения углеводородов, построенные, в рамках единой компьютерной технологии представляет, совокупность:

- цифровой интегрированной базы геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровой трехмерной адресной геологической модели месторождения (залежей);
- двухмерных и трехмерных, трехфазных и композиционных, физически содержательных фильтрационных (гидродинамических) математических моделей процесса разработки;
- программных средств построения, просмотра, редактирования цифровой геологической модели, подсчета балансовых запасов нефти, газа и конденсата;

- программных средств для пересчета параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программ оптимизации процесса разработки по заданным технологическим и экономическим ограничениям и критериям;
- программных средств и технологий, позволяющих по установленным в процессе моделирования правилам уточнять модели по мере постоянного поступления текущих данных, ступаемых в процессе освоения и разработки месторождений;
- программных средств выдачи отчетной графики, хранения и архивации получаемых результатов;
- базы знаний экспертных систем, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки;
- под цифровой трехмерной адресной геологической моделью месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора цифровых карт (двухмерных сеток) или трехмерной сетки ячеек, характеризующих;
- пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов (седиментационных циклов);
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов, тектонических нарушений и амплитуд их смещений;
- идентификаторы циклов, объектов, границ (пластов, пачек, пропластков);

— средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов;

— пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;

— пространственные координаты скважин (пластопересечения, альтитуды, координаты устьев, данные инклинометрии).

Программный комплекс геологического моделирования должен обеспечивать:

— формирование модели в виде, требуемом для передачи в системы фильтрационного моделирования;

— формирование сеток и построение карт параметров пласта, структурных и литологических карт;

— построение геологических профилей, просмотр результатов обработки ГИС;

— просмотр результатов интерпретации 2D и 3D сейсморазведки, включая результаты трассирования горизонтов, выделения тектонических нарушений, карт изохрон, глубин и сейсмических атрибутов, положение сейсмических профилей, площади сейсморазведки;

— дифференцированный подсчет запасов нефти, газа и конденсата.

Программный комплекс геологического моделирования должен иметь информационную связь с интегрированной базой данных для оперативного получения сведений о результатах исследований скважин, интервалах перфорации, динамике работы скважин, состоянии фонда скважин, проведенных на скважинах ГТМ, истории бурения и испытаний скважин.

Он должен обеспечивать выполнение вычислений, получение файлов, просмотр данных на экране, получение твердых копий.

Под цифровой фильтрационной (гидродинамической) моделью понимают совокупность представления объекта в виде двухмерной или трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров геологической модели, дополнительно включая:

- фильтрационные параметры – относительный фазовой проницаемости, капиллярные давления, данный PVT и другие дополнительные данные;

- массив данных по скважинам, который содержит интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое и забойное давление, данные о дебитах (расходах) фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП, результатов испытаний, обустройстве месторождения. Указанные сведения должны охватывать весь период разработки объекта.

Программный комплекс фильтрационного моделирования должен осуществлять:

- численное решение уравнений сохранения и фильтрации фаз или компонентов;

- анализ фильтрационных течений расчетных технологических показателей;

- выбор мероприятий по регулированию процесса разработки;

- редактирование модели при внесении новых данных.

В программах фильтрации рекомендуется обеспечивать пользователя удобным интерфейсом, облегчающим просмотр и анализ результатов расчетов.

Фильтрационные модели должны учитывать все основные геолого-физические и технологические факторы моделируемого (реализуемого) процесса разработки:

- многопластовый характер эксплуатационных объектов;
- неоднородность пластов по толщине и простиранию, их линзовидность и прерывистость;
- многофазность фильтрационных потоков;
- капиллярные и гравитационные силы;
- порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию.

Фильтрационная модель отличается от геологической модели наличием дополнительных параметров, большей схематизацией строения возможных объединением нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. При наличии истории разработки необходима адаптация фильтрационной модели к данным разработки, что также отличает ее от геологической модели.

Под адаптацией модели понимается коррекция определенных параметров модели на основе согласования результатов расчетов, когда технологические показатели предшествующего периода разработки, полученные на модели, согласуются с фактической динамикой разбуривания объектов, добычи нефти, закачки агентов, пластовых и забойных давлений, обводненности продукции скважин и газовых факторов.

Модель, используемая для прогноза коэффициента нефтеизвлечения и технологических показателей, идентифицируется с реальными параметрами пласта. По истории разработки пласта, его части или первоочередного участка уточняется первоначально принятая цифровая геологическая модель и параметры фильтрационной модели в результате следующих действий:

- уточнения фильтрационных и емкостных параметров объекта;
- уточнения функций относительных (модифицированных) фазовых проницаемостей для нефти, газа и воды;
- уточнения энергетической характеристики объекта, в частности, степени активности газовой шапки, законтурной и подошвенной зон продуктивного пласта;
- оценки выработки запасов нефти на отдельных участках пластов, потерь нефти и конденсата в газовой шапке, выявления зон повышенной и пониженной нефтенасыщенности.

В техническом задании на создание постоянно действующей геолого-технологической модели месторождений углеводородов (ПДГТМ) указываются согласованные заказчиком и исполнителем:

- название месторождения, его местоположение;
- основание для постановки работ по созданию ПДГТМ;
- объекты геологического и фильтрационного моделирования (они могут не совпадать);
- объекты поиска и доразведки;
- границы участка моделирования;
- дата, на которую создается ПДГТМ;

- решаемые геологические и технологические задачи;
- ожидаемые результаты работ, срок их выполнения;
- объем используемый при моделировании информации по видам;
- состав базы данных;
- перечень, тираж и форма выдаваемых заказчику результатов работ;
- год ввода месторождения в разработку (в пробную эксплуатацию, в ОПР). В случаях, когда не определен год ввода месторождения в разработку, показатели ТЗ выдаются по порядковым номерам лет эксплуатации;
- возможный объем бурения по годам на ближайшую перспективу;
- возможные источники и объемы рабочих агентов;
- по месторождениям с особыми природно-климатическими условиями дополнительные сведения, влияющие на проектирование разработки и организацию технологии добычи (наличие водоохраных зон, зон приоритетного природопользования, и т.д.);
- ограничения, влияющие на обоснование способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования, устьевых и буферных давлений;
- условия сепарации нефти;
- коэффициенты использования и эксплуатации скважин (по способам).

При необходимости указываются:

- все этапы и стадии геологоразведочных работ на нефть и газ на месторождении в соответствии с РН 39.0-085;

— необходимость учета (согласования) границ участков лицензирования каждого недропользователя;

— проведение дополнительных расчетов технологических показателей разработки и максимальных уровней добычи жидкости по месторождению в целом и отдельно по участкам каждого недропользователя;

— другие возможные ограничения.

Выходные данные — результаты построения геологических моделей.

В электронной форме должны храниться:

— результаты обработки данных сейсморазведки — разрезы (кубы) ПАК, амплитуд, фаз, мгновенных частот, сеточные карты изохрон, глубин, скоростей, динамических параметров, координаты нарушений, выклинивания и замещения пластов;

— результирующие кубы объемных сеток всех параметров модели по всем промоделированным пластам – структурных, литологических, фильтрационно-емкостных, насыщенностей;

— результирующие сетки линейных запасов по каждому из объектов подсчетов;

— пространственное положение пробуренных скважин;

— результаты обработки и интерпретации ГИС в попластовой или по точечной форме;

— результаты определений, анализа и обобщения исследований кернов и проб пластовых флюидов;

— результаты обработки и интерпретации методов разведочной геофизики и дистанционных методов;

- результаты перфорации и испытаний пластов, включая данные ГДИ;
- результаты построения геологических моделей — используемые граничные значения, зависимости «керна-керна», «керна-ГИС», «ГИС-ГИС», «ГИС-сейсморазведка»;
- двумерные и трехмерные сетки геологических параметров по всем моделируемым пластам;
- результаты подсчетов запасов углеводородов.

Выходные данные — результатов расчетов программ фильтрации.

Результаты расчетов фильтрационных программ формируются и хранятся в виде таблиц, графиков, полей дискретных параметров и в изолиниях на заданные моменты времени:

1) технологические показатели разработки (в целом по месторождению, по группе скважин, для каждой скважины):

- дебит нефти, газа, воды;
- обводненность, водонефтяной, газонефтяной фактор;
- накопленная добыча нефти, газа, воды;
- коэффициент нефтеизвлечения;
- остаточные запасы.

2) распределение давлений;

3) распределение насыщенностей;

4) рекомендация по ГТМ;

5) уточнение геологической модели.

При выдаче результатов рекомендуется обеспечивать:

— возможность визуализации 2D и 3D гидродинамических и геологических полей;

— возможность визуализации на полях скважин как горизонтальных, так и вертикальных;

— послойный просмотр моделей, просмотр разрезов, выдача двумерных изображений;

— анимационный просмотр динамики разработки.

С заданным временным интервалом сохраняются следующие показатели разработки;

- 1) текущая добыча воды, нефти, газа по скважинам, группам скважин, по месторождению;
- 2) накопленная добыча воды, нефти, газа по скважинам, группам скважин, по месторождению;
- 3) текущая закачка воды и/или газа по месторождению;
- 4) накопленная закачка воды и/или газа по месторождению;
- 5) коэффициент нефтеотдачи;
- 6) водонефтяной фактор;
- 7) обводненность;
- 8) распределение насыщенностей (воды, нефти, газа) по пластам и профилям в виде массивов и карт;
- 9) распределение давления по пластам и профилям в виде массивов и карт.

В процессе построения моделей приходится действовать в рамках правил, установленных соответствующим регламентом, однако не все

проблемные аспекты достаточно подробно описаны и формализованы в данной документации, что создает возможности для поиска творческих инженерных решений.

А.Ю.Батурин и В.Н.Лосохова считают, что процедуру перехода (процедуру upscling-ремасштабирования) от детальных геологических моделей к упрощенным фильтрационным можно отнести к разряду проблемных аспектов их создания и эксплуатации. Необходимость такого перехода связана с наличием значительных ограничений по временным и вычислительным ресурсам, не позволяющим проводить гидродинамические расчеты на геологической модели объекта вследствие ее высокой детальности и подробности, а следовательно, достаточно большой размерности /11/.

По мнению В.Д.Лысенко геологические модели - это статика, а гидродинамические модели – это динамика. Геологические модели нужны для определения эффективных нефтяных объемов пластов, для подсчета начальных геологических запасов нефти. Для геологических моделей знания пластов в отдельных точках оказываются вполне достаточным. А для гидродинамических моделей значение точек совершенно недостаточно, надо знать взаимосвязь и взаимодействие точек пластов. Гидродинамические модели являются точными и дадут точные результаты, если исходная информация – геологическая модель является точной (информация о проницаемости и эффективной толщине нефтяных слоев и пластов, о вязкости нефти и воды в пластовых условиях, значении скин-фактора и др.) /32/.

В связи с выше указанными проблемами рассмотрим последовательность создания геологической модели месторождений углеводородов.

1.2. Последовательность и этапы создания геологической модели месторождений углеводородов

Практически все имеющийся на сегодняшний день программные комплексы моделирования мониторинга включают геологическое моделирование программными моделями «Сейсморазведка», «Петрофизика», «ГИС», «Корреляция» и «Геология» /10,21,27и др/.

Модель «Сейсморазведка» обеспечивает следующие основные возможности:

- работа с сейсмическими кубами,
- ручную и автоматическую корреляцию горизонтов,
- построение карт изохрон по поверхности горизонта,
- интерпретацию нарушений,
- построение каротажных план - диаграмм,
- построение карт атрибутов параметров,
- визуализацию скважинных данных,
- комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и ГИС,
- проведение седиментационного анализа,
- проведение полеотектонического анализа,
- работа с географической информацией.

Модель «Петрофизика» выполняет следующие функции:

- ввод редактирование базы данных по керну;
- построение статистических зависимостей, гистограмм, полигонов;
- построение планшетов керн - ГИС-испытания;

— увязки характеристик керна с результатами ГИС.

База данных создается путем их накопления и хранения с последующим выбором информации для анализа. Важной особенностью является возможность изменять структуру база данных, в частности форму таблиц, в процессе эксплуатации.

Для анализа геолого-геофизической информации реализуются технология поиска уравнения связи между параметрами. На выбор предложено 16 стандартных уравнений и дробно - рациональная функция. Для контроля результатов используются метод определения функциональной многомерной зависимости между физическими величинами. Метод основан на использовании критерия корреляционных связей между параметрами и избавлен от учета «промахов», ступенчатого характера уравнений и других недостатков.

Программный модуль представляет возможность построения планшетов, в которых наряду с параметрами керна представлены данные каротажа и испытаний пластов, информация о долблении и выноса керна.

В рамках построенного планшета реализуются функция увязки керновых данных с ГИС-кривыми и графическим документированием процесса увязки, в том числе фиксирование степени сдвига, сжатия и/или растяжения керна по глубине, перемещения пика кривой ГИС, изменения положения керна.

При построении планшета используется вся доступная информация, позволяющая сделать эту увязку максимально корректной. В частности, увязка ГК с параметрами керна производится с учетом характеристик кровли, подошвы пластов, степени выноса керна с последующей доувязкой по образцам (технология, отсутствующая в других известных программных продуктах).

Технологические преимущества программного модуля «Петрофизика»:

- возможность создания шаблонов для отображаемых графических материалов;
- использование слоев и древовидной структуры графиков и планшетов;
- наличие встроенного механизма по динамическому слиянию данных по керну и ГИС, что избавляет от построения временных таблиц керн-ГИС;
- многоуровневые диалоги настройки.

Модуль «ГИС» включает в себя инструментарий;

- для обработки и анализа данных электрического, электромагнитного, радиоактивного и акустического каротажа нефтегазовых скважин с целью получения геофизической информации, необходимой для принятия решений при интерпретации материалов по отдельной скважине, просмотра статистики на выбранном интервале или всех интервалах, кривой или всех кривой ГИС;
- поточечной интерпретации полученных решений;
- интерпретации данных разновременных исследований в обсаженном стволе скважин;
- интерпретации результатов исследований в карбонатных коллекторах.

В модуле реализуется редактирование данных, включая:

- увязки кривых ГИС,
- выделение пластов,
- графическое редактирование,

- использование формульного калькулятора,
- оформление заключений, таблиц и планшетов.

Программа позволяет производить предварительную обработку данных ГИС для всех модификаций приборов РК, АК, ЭК и ЭМК с учетом требований метрологии, влияния условий измерений, оценкой качества геофизических параметров.

Пористость и литология определяются с помощью быстродействующего графоаналитического алгоритма разделения пород по вещественному составу.

Для оценки параметров нефтегазонасыщенности и структуры порового пространства используют различные подходы с применением петрофизических уравнений для УЭС пласта и геофизических параметров стационарных и импульсных методов РК и АК.

Результатом работы программного модуля является определение подсчетных параметров разреза скважины и текущей нефтегазонасыщенности порового пространства по данным ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Модуль «Корреляция» решает задачи корреляции разрезов скважин в автоматическом и интерактивном режимах, включают элементы геологического моделирования залежей, подсчета запасов УВС и создания геологической основы для проектирования разработки месторождений.

После ввода данных автоматически создается триангуляционная сеть скважин, которая определяет, какие парные корреляции будут выполнены и использованы в качестве основы для построения схемы корреляции. При этом коррелируются пары скважин, соединенные ребром триангуляции. В отличие от парных корреляций, получаемых вручную с предварительным расчленением разреза скважин, нахождением и совмещением репером,

автоматические пары корреляции осуществляются независимо для каждой пары скважин, и в разных парах наборы корреляционных связей могут различаться. Далее проверяется согласованность полученных корреляций при обходе треугольников триангуляции. Для каждого треугольника триангуляции вычисляются две ошибки: средняя по всем глубинам и максимальная. В полуавтоматическом или активном режиме ошибки устраняются путем исправления парных корреляций, нарушающих согласованность. Полуавтоматический режим предусматривает введение ручных связей и перекорреляцию ребер.

На основе согласованного набора парных корреляций программный модуль строит схему корреляции для всего месторождения с прослеживанием указанных геологом горизонтов вдоль всех скважин. Возможны указание прослеживаемых горизонтов в одной или нескольких скважинах, добавление дополнительных горизонтов для прослеживания и удаления существующих. Также обеспечиваются редактирование полученной схемы и использование информации об отслеженных горизонтах на схеме корреляции для уточнения парных корреляций.

После прослеживания горизонтов происходят формирование попластовой модели месторождения, задание индексации пластов, придание им различных видов заливки, выделение коллекторов на основы соотношений, задаваемых геологом, и загрузка дополнительных атрибутов, описывающих коллекторские или иные свойства пластов.

Модуль «Геология» предназначен для создания и поддержки цифровых трехмерных моделей залежей нефти и газа ГМ в нем строятся в следующей последовательности:

1. Формирование базы данных геологической модели путем их импорта и редактирования с целью создания массива исходной информации:

- по общим геологическим данным,
- разрезам скважин и их привязке,
- программным модулям «ГИС» и «Петрофизика»,
- сейсмическим и промысловым данным.

2. Геолого-геофизическая интерпретация, представленная инструментами:

- для корреляции разрезов скважин,
- операций с кривыми ГИС и характеристиками керна,
- создания литофациальной модели,
- анализа межфлюидных контактов.

3. Послойное моделирование, включающее:

- структурное моделирование,
- построение карт общих и эффективных толщин,
- построение карт фильтрационно-емкостных параметров,
- подсчет запасов 2D.

4. Трехмерное сеточное моделирование, предусматривающее:

- литолого-петрофизическое моделирование,
- построение кубов литологии, пористости, проницаемости, насыщения,
- построение трехмерных моделей литологических залежей;
- построение трехмерных моделей с учетом сейсмических атрибутов (литофаций).

5. Анализ трехмерных геологических моделей на основе:

- геометризации залежей,
- седиментационного анализа,
- подсчета 3D запасов и определения средних подсчетных параметров.

В настоящее время очень широкое использование нашли зарубежные программные разработки как при организации баз данных (Schlumberger Finder, Landmark Open Works), геологическом моделировании (Schlumberger Petrel, Roxar JRAP RMS, системы Landmark), так при гидродинамическом моделировании (Schlumberger Eclipse, Roxar Tempest More, Landmark VIP).

1.3. Проблемы создания и использования геологической модели месторождений углеводородов.

Рассмотрим проблемы возникающие при создании и использовании геологических моделей месторождений углеводородов на базе результатов исследований опубликованных ведущими учеными.

А.И.Тимурзиев считает, что результаты моделирования полностью определяются полнотой и качеством исходной информации ..., но к **сожалению**, очень часто такая информация отсутствует, поэтому в модель закладываются литературные данные и материалы по другим бассейнам, что снижает не только ценность, но и достоверность результирующих построений /46/.

А.В.Степанов, А.Ю.Сурков, М.А.Басыров и А.С.Кундин также пришли к выводу, что при разработке месторождений важное значение имеет уменьшение все возможных рисков, в том числе неточность в знаниях о геометрии пласта, распределении его свойств и свойств насыщающих флюидов. Перечисленные факторы используются в гидродинамической модели месторождения, но адекватность проведенных расчетов и

полученных на этой основе выводов во многом связана с корректностью исходных положений, данных и их взаимосвязей. Описанная ситуация характеризует неопределенности, которые необходимо учитывать /7/.

Вопросы влияния полноты и достоверности исходных данных на адекватность геологических моделей реальному строению пластов также рассмотрены в работах А.Р.Мигранова, Р.Х.Гильмановой, Р.Г.Сарваретдинова и др./37/, И.В.Истратова /24,25/, С.Д.Богданова /12/, Б.В.Терентьева, В.В.Плотникова и А.А.Щипалова /43/, В.Д.Лысенко /31/, Н.А.Еремина, А.С.Акрон и Т.С.Зиновкиной /19/, Р.Я.Кучимова и И.В.Перевозкина /30/ и многих других исследователей. Выводом этих исследований является то, что во время геологического моделирования, особенно на поисково-разведочном этапе, нередко встречаются ситуации, когда на основании имеющихся исходных данных не представляется возможным однозначно определить реальное геологическое строение залежей. Приходится принимать решение, основываясь на косвенной информации.

При этом недостатки геологического моделирования месторождений углеводородов связаны как с объективными, так и субъективными факторами. К объективным факторам обычно относят степень неоднородности пласта, абсолютные и фазовые проницаемости, вязкости нефти и вытесняющего агента, плотности сетки скважин, тип коллектора, смачиваемость породы, полярность жидкостей и др. К субъективным факторам грамотность и квалификацию специалистов, занимающихся проектированием-геологов, технологов и специалистов по моделированию.

По мере получения новых информации в процессе разведки и разработки месторождений углеводородов геологическая модель должна уточняться для более адекватного отражения основных свойств продуктивного пласта и процесса извлечения нефти /8,29,39,41,44 и др./.

Н.П.Вишератина и Г.В.Уколова в процессе построения петрофизических моделей выделили 4 этапа /13/:

1. Анализ результатов предшествующих исследований и выявление существенных факторов, влияющих на основные петрофизические связи.

2. Статистическая отработка различных моделей изучаемой закономерности, определение значимости входящих в нее параметров.

3. Анализ всевозможных вариантов моделей изучаемой закономерности в различных геологических условиях, построение обобщенных моделей.

4. Анализ применимости обобщенных моделей для частных случаев (конкретных геологических условий).

К наиболее существенным факторам, влияющим на петрофизические взаимосвязи, можно отнести следующие:

— геологические условия осадконакопления (глубина залегания, термобарические условия, седиментационная цикличность, постседиментационные преобразования);

— физические свойства пород (минералогическая плотность и объемная плотность, электрический параметр пористости, акустические свойства);

— остаточную воду и нефтенасыщенность, гидрофобность.

Необходимо отметить, что под петрофизической моделью понимаются выраженная в аналитической форме связь результатов петрофизической характеристики породы с объемным содержанием и петрофизическими характеристиками ее минеральных компонент.

Петрофизическая модель, как правило, описываются большим числом характеристик разной физической природы, находящихся в сложных

взаимосвязях друг с другом. Например, пористость и проницаемость существенно зависят от распределений размеров пор и зерен породы, количества и характера цементирующих материалов. В свою очередь, распределение размеров пор существенно зависит от распределения цемента, которое зависит от геологических условий осадконакопления и т.д. При изменении какой либо одной из характеристик одновременно начинают изменяться и другие.

Достоверная оценка подсчетных параметров при построении фильтрационно-емкостных моделей, подсчет запасов и эффективность разработки залежей углеводородов во многом зависит от достоверности геологических моделей.

Аналізу неопределенностей при построении геологических моделей и связанных с ним рисков при оценке запасов углеводородов и показателей разработки месторождений посвящены ряд работ, в числе последние исследования Н.Г.Аржиловкой, М.О.Васильева, В.С.Дуркино и др./6/, Т.Г.Казаковой, Л.У.Давлетовой, Е.В.Задорожный, С.Х.Абдульмянова /15/, М.А.Грищенко, Э.Б.Авраменко, А.Э.Лыткина /17/, Э.Ф.Цыгановой /49/, Р.Х.Гильмановой, Э.Р.Мустаевей, Л.Н.Афсяниной и др./36/, Л.М.Гапоновой /14/ и др.

Оценка геологических рисков заключается в математической оценке геологических неопределенностей, которые оказывают серьезное влияние на подсчет извлекаемых запасов и выбор системы разработки. Последовательность этапов оценки геологических рисков приведена на рис.1.1.

Для оценки геологических рисков при решении различных задач может быть использован опыт накопленный в теории и практики разработки месторождений /20, 35, 42 и др./. В частности для оценки возможных

диапазонов изменения нефтеотдачи (извлекаемых запасов) геолого-статистические модели определения коэффициента извлечения нефти.



Рис 1.1. Последовательность этапов оценки геологических рисков

1.4. Выводы по первой главе

1. В настоящее время все основные месторождения углеводородов разрабатываются на база ПДГТМ, состоящий из двух взаимосвязанных моделей -геологической и гидродинамической.

2. Опыт применения зарубежных программных разработок «Petrel» — для геологического моделирования и «Schlumberger Eclipse» — для

гидродинамического моделирования показывают, что результаты моделирования определяются полнотой и качеством исходной информации.

3. Недостатки геологического моделирования месторождений связаны как с объективными, так и субъективным факторами. К объективным обычно относят неполнота исходной информации и геологическую неоднородность продуктивного пласта, к субъективным — квалификацию и опыт специалистов по моделированию.

4. Возникают необходимость в оценке рисков заключающихся в систематической оценке геологических неопределенностей, которые оказывают серьезное влияние на подсчет извлекаемых запасов нефти и выбор эффективной системы разработки месторождений углеводородов.

II. Геолого-статистические модели оценки коэффициента извлечения нефти и геолого-промысловые характеристики объектов разработки

2.1. Геолого-статистические модели оценки коэффициента извлечения нефти

До 80- годов XX столетия исследование влияния геолого-физических параметров на коэффициент извлечения нефти (КИН) осуществлялись с применением теоретических, экспериментальных и промысловых исследований.

В последующем со вступлением многим месторождений различных нефтедобывающих регионов мира в позднюю стадию разработки начались систематические исследования влияния природных показателей на КИН с использованием методов математической статистики, особенно методом многофакторного регрессионного анализа.

Целью этих исследований было установление общих закономерностей позволяющих количественно оценить и сопоставлять, а также прогнозировать величину коэффициента нефтеотдачи пластов в различных геолого-физических условиях залежей и системах разработки.

В историческом аспекте необходимо отметить, что первое обобщение результатов регрессионных анализов приведены в «Методическом руководстве по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр», где даны рекомендации по их применению в тех иных геолого-физических условиях залежей нефти /33/. В связи с постоянным увеличением залежей нефти, находящихся в поздней стадии разработки, и фактических данных исследования по обобщению опыта разработки методом многофакторного регрессионного анализа продолжают и по настоящее время. Накоплен огромный материал по залежам, находящимся на поздней и завершающей стадиях разработки, результаты обобщения фактических данных по этим

месторождениям представляют особую ценность для изучения влияния тех или иных технологических решений на эффективность реализованных систем разработки.

Один из основных преимуществ геолого-статистических моделей, полученных на основе многофакторного регрессионного анализа, является то, что они позволяют установить не только качественное, но и количественное влияние конкретного показателя на процесс при одновременном влиянии других факторов. Это является одной из основных причин преимущественного использования геолого-статистических моделей для оценки КИН различных геолого-физических условиях залежей, а не однофакторных зависимостей, в которых практически не участвуют другие геологические и технологические параметры.

Для получения геолого-статистической модели используется метод многофакторного регрессионного анализа. Теоретическое обоснование и практические примеры использования метода многофакторного регрессионного анализа для получения статистических моделей применительно к задачам геологии и разработки месторождений углеводородов приведены в работе А.Х.Мирзажанзаде и Г.С.Степановой /34/.

Для оценки статистической связи используют коэффициенты корреляции, которые вычисляют по формуле

$$r_{xy} = \frac{1}{(N-1)G_x G_y} \sum_{i=0}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}), \quad (2.1)$$

где r_{xy} - коэффициент корреляции между показателями процесса и одним из факторов;

\bar{x} и \bar{y} — математические ожидания;

G_x и G_y — дисперсии, вычисляемые по формулам;

$$G_x^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2, \quad (2.2)$$

$$G_y^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \quad (2.3)$$

Достоверность коэффициента корреляции оцениваются критерием надежности

$$O_r = \frac{|r_{xy}|}{\sqrt{N}}, \quad (2.4)$$

где среднеквадратичное отклонение коэффициента корреляции

$$G_r = \frac{1-r_{xy}^2}{\sqrt{N}} \quad (2.5)$$

При критерии $G_r > 2,6$ с вероятностью 0,95 можно утверждать возможность существования линейной корреляционной связи между анализируемыми параметрами. Коэффициенты корреляции позволяют оценить меру линейной статистической связи между показателями и факторами, а также самими факторами. Результаты корреляционного анализа являются исходным материалом для построения эмпирических формул, называемых в статистике уравнениями регрессии или математическими моделями.

Линейное уравнение регрессии имеет вид

$$y = a_0 + a_1 x_1 + a_2 x_2 + a_3 x_3 + \dots + a_n x_n, \quad (2.6)$$

где $a_0, a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ — коэффициенты уравнения регрессии.

В настоящее время предложено больше количество статистических моделей для разных нефтегазоносных районов мира, которые используются для оценки коэффициента нефтеизвлечения на ранней стадии изученности залежей /1,21,46,7,45,8 и др./. Эти модели основываются на различной геолого-промысловой информации.

В табл. 2.1 приведены некоторые геолого-статистические модели оценки КИН и геолого-физические условия их применения. Как видно из приведенных геолого-статистических моделей, в них в качестве факторов предопределяющих конечную нефтеотдачу используются различные параметры характеризующие продуктивный пласт, свойства коллекторов и пластовых флюидов, а также реализованной системы разработки.

В геолого-статистических моделях использованы следующие показатели: μ_0 - относительная вязкость нефти (отношение вязкостей нефти и воды), доли ед.; K - средняя проницаемость пласта, мкм²; h – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $K_{п}$ - коэффициент песчаности, дол ед.; S - плотность сетки скважин, га/скв.; $t_{г\alpha}$ – показатель эффективности процесса вытеснения (угол наклона характеристики вытеснения нефти водой), дол ед.; $\mu_{п}$ - вязкость пластовой нефти, мПа·с; m - коэффициент пористости, дол ед.; b - объемный коэффициент пластовой нефти, дол ед.; T_n – темп отбора нефти, %; $T_{ж}$ – темп отбора жидкости, %; τ - количество прокаченной через залежь воды в поровых объемах, дол ед.; V_y – удельный объем нефти, м³/м² ; Q_y - удельный балансовые запасы нефти на добывающую скважину, тыс.т/скв.; $N_{от}$ - соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, дол ед.; $K_{от}$ – компенсация отбора закачкой, %; $q_3/q_{ж}$ - отношение средней приемистости нагнетательных скважин к среднему дебиту по жидкости добывающих скважин, дол ед.; Q_u - удельные извлекаемые запасы нефти на на одну добывающую скважину, тыс.т/скв.; $P_{э}$ - разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, МПа; $\eta_{без}$ - безводная нефтеотдача, %.

Необходимо также отметить, что различными исследователями в качестве темпа отбора используются разные показатели. Например, в геолого-статистической модели 1 (табл. 2.2) в качестве показателя темпа разработки использован среднегодовой до начала снижения максимальной добычи темп отбора нефти в процентах от балансовых запасов, в 2-

среднегодовой темп отбора жидкости в процентах от балансовых запасов, в 3,4 и 5- среднегодовой темп отбора нефти во второй стадии разработки в процентах от начальных извлекаемых запасов, 6- средний темп отбора нефти в процентах от начальных извлекаемых запасов, в 7 и 8- средний темп отбора нефти в процентах от начальных балансовых запасов за основной период разработки (I+II+III стадии). Естественно, это приводит к затруднению при сопоставлении и использовании результатов исследований, полученных на основе геолого-статистических моделей.

Опыт применения этих моделей для оценки конечного коэффициента извлечения нефти показывают, что относительно достоверные результаты получают при их использовании в условиях, аналогичным тем, в которых они получены. Практически все эти модели получены для геолого-физических условий и на основе обработки данных средних и крупных по запасам месторождений, которые обычно разрабатываются более разреженной сеткой скважин. Естественно, прямое использование этих моделей для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения новых месторождений Ферганской впадины и Западного Узбекистана приводит к существенным ошибкам, т.к. эти залежи помимо малых запасов отличаются и геолого-физическими условиями.

В работе /4/ установлено, что наибольший коэффициент корреляции для геолого-физических условий месторождений Узбекистана достигается при следующих геолого-статистических моделях:

— для карбонатных коллекторов ($r=0,91$)

$$\eta_{kk} = 0,1748 + 0,0694T_{жс} - 0,0137S + 0,2902K - 0,0015\mu_{н} + 0,2548K_n; \quad (2.7)$$

— для терригенных коллекторов ($r=0.76$)

$$\eta_{km} = 0,0927 + 0,0532T_{жс} - 0,0048S + 0,3205K - 0,221\mu_{н} + 0,8570 K_n; \quad (2.8)$$

Таблица 2.1

Геолого-статистические модели оценки конечного коэффициента нефтяотдачи и геолого-физические условия их применения

№ П/П	Нефтегазоносный район	Количество объектов	Вид зависимости	Коэффициент множественной корреляции	Область применения
1	Азербайджан Туркменистан	36	$\eta=0,153+0,053T_H+0,025 \ln K-0,021 (\eta_{\text{без}}-19,9) (T_H-5,59)+3,25 (1/S-0,17)^2$	0,93	Терригенный коллектор водонапорный режим
2	Азербайджан	36	$\eta=-0,409+0,01\mu_o+0,261K_{\text{п}}-0,0036h+1,571m+0,04\tau+0,004T_{\text{ж}}+0,121gK+0,45lb$	0,93	Терригенный коллектор, водонапорный режим
3	Башкортостан	18	$\eta=0,536V_y+0,025\mu_o+0,203K-0,278K_{\text{п}}-0,186S-0,03Q_y-0,338N_{\text{от}}+0,179t+0,385K_{\text{от}}-0,087T_H-0,489q_3/q_{\text{ж}}$	Нет данных	Терригенный коллектор, водонапорный режим
4	Башкортостан	13	$\eta=0,153V_y+0,029\mu_o+0,035K-0,194K_{\text{п}}-0,045S+0,219Q_y+0,264t+0,314T_H$	Нет данных	Терригенный коллектор, естественный режим
5	Башкортостан	12	$\eta=0,098V_y+0,005\mu_o+-0,349K+0,003K_{\text{п}}-0,517S-0,111Q_y+0,558t+0,174T_H$	Нет данных	Карбонатный коллектор, естественный режим
6	Урало-Поволжья	37	$\eta=0,314+0,0916lgK/\mu_n-0,0001Q_y-0,065T_H$	0,8	Карбонатный коллектор, водонапорный режим
7	Афгано-Таджикский газонефтяной бассейн	11	$\eta=-13,56+536,4tgr+13,15T_H-0,72S+13,84K_{\text{п}}+0,67h+1,68K-0,085+2,04P_3$	0,988	Карбонатный коллектор, упруговодонапорный режим
8	Ферганская впадина	15	$\eta=0,2001+0,6062T_H-0,1729S+0,0977 K_{\text{п}}+0,0598h+0,5433K-0,275\mu_n$	0,926	Карбонатный коллектор, смешанный режим

Таблица 2.2

Геолого-физические и технологические показатели залежей нефти, использованные для получения геолого-статистических моделей оценки конечного коэффициента извлечения нефти

№ П/П	Показатели	Модель 1		Модель 2		Модель 3		Модель 4		Модель 5		Модель 6		Модель 7		Модель 8	
		Интервал изменения	Среднее значение														
1	Относительная вязкость нефти (μ_o), доли.ед.	—	—	6-25,8	10,1	1-70	10,66	5-25,6	15,7	4-25	13	—	—	—	—	—	—
2	Средняя проницаемость (K) мкм ²	0,030-0,500	0,250	0,140-0,780	0,246	0,17-1,58	0,390	0,13-0,35	0,21	0,001-0,419	0,080	0,011-0,839	0,219	0,09-7,0	0,86	0,050-0,350	0,155
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина (h), м			3-39	15,4									3-20	7,57	6-20	13,5
4	Коэффициент песчанистости (K_n), доли.ед.			0,08-0,77	0,42	0,12-0,65	0,385	0,12-0,57	0,38	0,1-0,88	0,56			0,01-0,75	0,44	0,30-0,80	0,52
5	Плотность сетки скважин (S), га/скв.	3,3-16,6	9,8			5-19	11,18	10-16	13,1	4-16	13,8					2-9,5	4,2
6	Показатели эффективности процесса вытеснения (tgt), доли.ед.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,003-0,038	0,015	—	—
7	Вязкость пластовой нефти (μ_n мПа.с)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,6-30	7,8	80-800	447	1,3-3,0	1,8

Продолжение таблицы 2.2

8	Коэффициент пористости (m), доли.ед.	—	—	0,18-0,25	0,22	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9	Объемной коэффициент пластовой нефти (b), доли.ед.	—	—	1,02-1,22	1,12	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10	Темп отбора жидкости (Т _н), %	—	—	1-19,4	6,1-	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
11	Темп отбора нефти (Т _н), %	2-10	5	—	—	0,1-3,4	1,78	0,07-2,09	0,87	0,05-1,35	0,40	4-19,1	8,6	0,3-2,3	1,13	0,44-3,18	1,53
12	Количество прокаченной через залежь воды в поровых объемах (τ), доли.ед.	—	—	0,54-3,50	1,80	0,07-3,74	1,32	0,02-0,70	0,34	0,03-1,34	0,41	—	—	—	—	—	—
13	Удельный объем нефти (V _у), м ³ /м ²	—	—	—	—	0,24-1,17	0,65	1,10-0,51	0,26	0,02-0,67	0,35	—	—	—	—	—	—
14	Удельный балансовые запасы нефти на добы-вающую скваж-ину (Q _у), тыс.т/скв.	—	—	—	—	94,4-1437	373,6	42-435,8	187,7	23,9-431	230	—	—	—	—	—	—
15	Соотношение числа добыва-ющих и нагнета-тельных скважин (N _{от}), доли.ед.	—	—	—	—	0,50-22,0	6,15	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение таблицы 2.2

16	Компенсация отбора закачкой ($K_{от}$), %	—	—	—	—	20,36-189,1	86,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
17	Отношение средней приемистости нагнетательных скважин к среднему дебиту по жидкости добывающих скважин ($q_з/q_ж$), доли. ед	—	—	—	—	0,557-1,095	2,026	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18	Удаленные извлекаемые запасы нефти на одну добывающую скважину (Q_u), ткс.т/скв.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13,7-694,6	211	—	—	—	—
19	Разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом ($P_э$), МПа	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0,1-2,5	1,21	—	—
20	Безводная нефтеотдача ($\eta_{без}$), %	2-6	4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

где η_{kk} и η_{km} — конечный коэффициент нефтеизвлечения для карбонатных и терригенных коллекторов соответственно;

$T_{ж}$ — среднегодовой темп отбора жидкости в % от начальных извлекаемых запасов нефти;

S — плотность сетки скважин, га/скв.;

K — средняя проницаемость пласта, мкм²;

μ_n — вязкость пластовой нефти, мПа·с;

K_p — коэффициент песчаности, дол ед.

2.2. Геолого–промысловые характеристики объектов использованных для получения геолого-статистических моделей коэффициента извлечения нефти

При получении геолого-статистической модели (2.7) использованы геолого-промысловые материалы 32 объектов приуроченных к карбонатным коллекторам, находящихся в поздней стадии разработки. Из которых 21 находится в Ферганской нефтегазоносных области, 6 – в Бухаро-Хивинской нефтегазоносных области и 5 – Сурхандарьинской нефтегазоносной области. Геолого-промысловые показатели этих объектов приведены в табл. 2.3.

При получении геолого-статистической модели (2.3) использованы геолого-промысловые материалы 33 объектов приуроченных к терригенным коллекторам находящихся в поздней стадии разработки. Из которых 23 находится в Ферганской нефтегазоносной области и 4- Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. Основные геолого-промысловые показатели этих объектов приведены в табл. 2.4.

В строении Ферганском области принимают участие кайнозойские (неоген, палеоген), мезозойские (мел, юра) и палеозойские отложения. Общая мощность осадочного покрова составляет в центральных частях впадины более 10-12 км, прибортовой части 2,5-4,0 км и более.

В разрезе основного нефтесодержащего комплекса отложения – палеоген - выделяется до восьми продуктивных пластов. Пласты I,III,IV представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Пласты V – IX – карбонатными породами (известняки и доломиты).

Коллекторами продуктивных пластов мезозоя являются, как правило, песчаники с прослоями алевролитов. Лишь ряд горизонтов верхнего и нижнего мела представлен известняками. Нефтеносность мезозойских отложений ограничена. Известные небольшие залежи нефти имеют непромышленное значение. Притоки нефти из них кратковременны и нестабильны /23/.

Нефти неоген-палеогеновых отложений в основном легкие ($775-890 \text{ кг/м}^3$), малосернистые (серы 0,1-0,5 %), парафинистые (парафина 3,3-8,7 %), высокосмолистые (силикагелеских смол 14-40%). Вязкость пластовых нефтей небольшая 0,5-9,5 мПа·с, начальная газонасыщенность от 2-5 до 100-150 м³/т. Нефти юрско-мелового возраста более легкие, малосернистые, с низки содержанием асфальтенов и силикагелеских смол, высоким содержанием метановых углеводородов и парафинов.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых 10-15 км, ширине не превышает 2-3 км, углы падения пластов 20-30° более. Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводному типу (Палванташское, Андижанское, Ходжаабадское). Известно также значительное число стратиграфически экранированных залеже. Подобные залежи известны на Южно-Аламышском (пласты III,V,VI,VII),

Бостонском (пласты I,III), Ходжабадском (пласты V и VI) и других месторождениях. Литологические экранированные залежи в регионе имеют ограниченное распространение.

Коллекторами являются пески, песчаники алевролиты конгломераты, карбонатные породы (доломиты, известняки), местами сульфатные породы (трещиноватые ангидриты).

Все коллекторы неоднородны, им присущи слоистая, зональная неоднородность и неравномерная трещиноватость. По емкости коллекторы относятся к низко – средне - и высокеемким, по проницаемости - к низко – и среднепроницаемым, согласно классификации. Е.М.Смехова. Изучаемые продуктивные пласты относятся к порово-кавернозному, порово-кавернозно-трещинному и порово-трещинному типам коллекторов. Пористость колеблется от 2-5 до 15-30%, проницаемость - от нескольких до 0,300-0,500 мкм².

Общая и эффективная толщина и их емкостные и фильтрационные свойства уменьшаются и ухудшаются с запада на восток. Почти все месторождения многопластовые. Наибольшее число залежей открыто в разрезе Северо-Сохского, Южно-Аламышинского, Андижанского и Полванташского месторождений. Характерными особенностями их являются — незначительная толщина продуктивных пластов, малая разница между начальном пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом.

На среднеазиатской территории межгорных впадин Афгано-Таджикской депрессии разрабатывается II месторождений. В своем большинстве эти месторождения многопластовые с небольшими геологическими запасами. Обычно залежи нефти приурочены к узким ненарушенным асимметричным антиклинальным складкам, длина которых

в пределах нефтеносной части 6-9 км при максимальной ширине залежей 0,4-0,6 км. Углы падения пород на крыльях складок достигают 50-70°.

Основными коллекторами, содержащими нефть являются доломитизированные известняки бухарских слоев палеогена, характерные неоднородностью и трещиноватостью. Значения пористости коллекторов колеблются от 10 до 20%, проницаемость – от нескольких долей до десятков мкм².

Нефти рассматриваемых месторождений в определенной степени имеют аналогичную характеристику и относятся к вязко пластичным, тяжелым, сернистым, высокосмолистым, с температурой застывания – 26 - 27° С. Вязкость нефти в пластовых условиях достигает 200-800 мПа·с /23/.

Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область включает в себя обширные территории Западного Узбекистана и ограничена с севера Зирабулак-Зиаэтдинскими горами, с востока предгорными районами Гиссарского хребта, южная граница совпадает с административной границей между Узбекской и Туркменской Республикам. Нефтегазоносный бассейн разделен региональным парогрэдными разломами на три ступени: Бухарскую, Чарджоускую, Багаджинскую. Большинство выявленных нефтяных объектов находится на Бухарской ступени, которая расчленяется на Мешеклинское, Янгиказганское, Газлинское, Каганское, Мубарекское и Ташлинское поднятия /5/. Каждое этих поднятий является самостоятельным нефтегазоносным районом. Нефтяные объекты исследуемые нами, приурочены к последним четырем поднятиям.

Нефтяные объекты приурочены к верхнеюрским (XV, XV_a горизонты) и нижнемеловым (XIII горизонт) отложениям. Верхнеюрские отложения представлены келловей-оксфордским и кимеридж-титонским ярусами. Отложения келловей-оксфорда представлены известняками

серыми, темно-серыми, крепкими, трещиноватыми с прослоями ангидритов, глин и мергелей, где выделяются XVI, XV-а и XV продуктивные горизонты. Толщина этих отложений изменяется от 40-60 м до 280-340 м. Меловая система представлена нижним и верхним отделами. Нижний отдел представлен неокомским, аптским и альбским ярусами. Неоком сложен красноцветными глинами с прослоями алевролитов, песчаников, мергелей и ангидритов, где выделяются XII, XIII и XIV продуктивные горизонты.

Месторождение относится к мелким по запасам, нефтеносность объектов регионально приурочена к XIII горизонту нижнемеловых и XV горизонту верхнеюрских отложений, а на месторождении Шурчи нефтеносными являются. Помимо XV горизонта, также XVI и XVII горизонты.

2.3. Оценка степени влияния геологических факторов на коэффициент извлечения нефти по геолого-статистическим моделям

Оценка степени влияния геологических факторов на формирование величины КИН осуществлена по геолого-статистическим моделям (2.7) – для залежей с карбонатными коллекторами и (2.8) – для залежей с терригенными коллекторами.

Оценка степени влияния геологических факторов на формирование величины КИН по геолого-статистическим моделям при одновременном изменении значений всех параметров практически невозможно, т.к. это приводит к многовариантным расчетам и создает трудности при анализе полученных результатов. В связи с этим, в численных экспериментах геологические факторы изменялись в пределах минимальных средних и максимальных значений (табл. 2.5), а технологические параметры оставались неизменными и равными их средним значениям.

Таблица 2.3

Геолого-промысловые показатели объектов представленных карбонатными породами

№ П/П	Месторождение	Продуктивный горизонт	Коэффициенты		Проницаемость, км ²	Начальное пластовое давление, МПа	Вязкость пластовой нефти, мПа•с	Коэффициент песчанности	Плотность сетки скважин, га/скв.
			пористости	Нефтинасыщенности					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Хаудаг	I+II+III+IV	0,20	0,70	0,30	3,0	40,0	0,50	3,67
2	Кокайты	I+II+III	0,18	0,80	0,20	13,0	29,0	0,48	12,71
3	Ляльмикар	I+II+III+IV+VI	0,15	0,80	0,18	12,7	27,0	0,58	21,72
4	Амударё	I+II+II	0,20	0,77	0,19	14,0	30,0	0,20	7,64
5	Коштар	II+III	0,20	0,70	0,30	11,1	30,0	0,64	11,71
6	Акджар	XV+XVI	0,18	0,70	0,22	8,1	5,3	0,10	22,02
7	Ходжаабад	VIII	0,16	0,60	0,10	11,3	6,1	0,50	3,16
8	Западный Палванташ	V+VI	0,15	0,70	0,004	7,0	2,5	0,40	12,14
9	Андижан	VIII	0,07	0,70	0,20	7,0	2,6	0,82	2,02
10	Андижан	V	0,20	0,70	0,45	6,0	2,2	0,64	2,10
11	Южный Аламышик	V+VI	0,16	0,70	0,08	5,0	1,5	0,83	2,68
12	Южный Аламышик	VIII	0,16	0,70	0,24	5,0	1,4	0,83	1,91
13	Шурчи	XV+XVI	0,18	0,66	0,38	7,3	1,7	0,40	11,04
14	Шурчи	XVI	0,18	0,72	0,18	7,6	1,7	0,37	25,69
15	Шурчи	XVII	0,14	0,82	0,12	7,7	4,0	0,23	8,89
16	Джаркак	XV	0,08	0,70	0,25	12,0	1,3	0,82	8,41
17	Хартум	VIII	0,16	0,70	0,06	30,4	0,9	0,49	7,53

Продолжение таблицы 2.3

18	Палванташ	VII	0,20	0,70	0,20	7,0	2,5	0,82	0,52
19	Палванташ	VIII	0,20	0,70	0,10	7,6	2,6	0,50	0,78
20	Андижан	VII	0,20	0,70	0,25	8,0	2,2	0,50	2,33
21	Восточный Аввал	V+VI	0,11	0,60	0,03	9,8	3,0	0,50	7,48
22	Хартум	VI	0,08	0,60	0,03	25,1	0,9	0,32	14,26
23	Восточный Хартум	VI	0,14	0,75	0,04	25,1	11,5	0,42	24,00
24	Тергачи	V	0,11	0,75	0,02	52,8	1,6	0,38	17,00
25	Наманган	V	0,10	0,70	0,03	60,0	1,2	0,60	36,33
26	Ходжаабд	V	0,16	0,60	0,03	6,8	1,8	0,13	13,18
27	Северный Сох	VII	0,18	0,80	0,10	15,0	1,7	0,43	8,53
28	Аввал	V+VI	0,11	0,60	0,03	6,8	3,5	0,44	10,79
29	Западный Ташлы	XV	0,22	0,52	0,01	14,0	1,6	0,89	7,97
30	Западный Палванташ	VIII+IX	0,08	0,60	0,10	26,5	4,6	0,69	5,00
31	Палванташ	V+VI	0,24	0,70	0,04	7,0	2,5	0,40	3,00
32	Ходжаабд	VII	0,15	0,70	0,04	7,3	4,0	0,17	2,59
	Интервал измерения		0,07-0,24	0,52-0,82	0,01-0,45	3,0-60,0	0,9-40,0	0,10-0,89	0,52-36,33
	Среднее значение		0,16	0,69	0,14	13,9	7,26	0,50	9,90

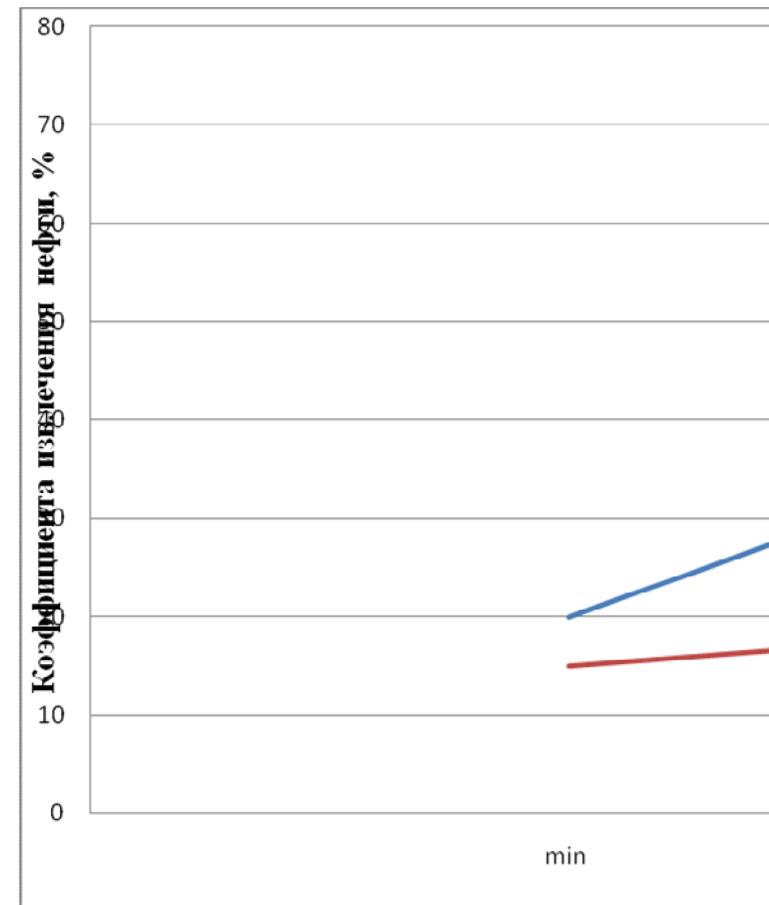
Таблица 2.4

Геолого-промысловые показатели объектов представленных терригенным пародами

№ П/П	Месторождение	Продуктивный горизонт	Коэффициенты		Проницаемость, мкм ²	Начальное пластовое давление, МПа	Вязкость пластовой нефти, мПа•с	Отношение эффективной нефти насыщенной и общей толщины пласта, доли ед.	Плотность сетки скважин, га/скв.
			Пористости, доли ед.	Нефтинасыщенности, доли ед.					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Северный Сох	II	0,20	0,63	0,09	6,4	3,2	0,42	9,36
2	Северный Сох	IV	0,17	0,5	0,02	15,5	3,2	0,26	22,91
3	Шуртепа	XII	0,16	0,6	1,25	13,8	1,1	0,13	2,91
4	Джаркак	XIII	0,13	0,7	0,38	10	1,2	0,19	3,99
5	Бостон	Ia	0,16	0,7	0,06	5	2,3	0,69	43,02
6	Бостон	XXX	0,15	0,7	0,01	32,2	9,3	0,54	8,5
7	Чонгара-Гальча	IV	0,11	0,67	0,1	4,6	3,6	0,32	2,57
8	Андижан	III	0,2	0,5	0,24	5	2,5	0,89	4,3
9	Ходжаабад	I	0,12	0,6	0,07	4	3	0,6	2,13
10	Андижан	I	0,2	0,6	0,2	5	3	0,42	2,45
11	Восточный Ташлы	XIII	0,2	0,56	0,24	12	8,8	0,73	8,21
12	Южный Аламышик	XVIII	0,18	0,7	0,39	10	2,4	0,63	7,1
13	Хартум	III	0,16	0,7	0,09	7,5	3,3	0,35	8,94
14	Андижан	ККС	0,2	0,6	0,2	5	3	0,4	3,01
15	Южный Аламышик	III	0,16	0,5	0,13	5,1	4	1	10,87
16	Южный Аламышик	XIX	0,18	0,7	0,39	11	2,4	0,63	9,09
17	Южный Аламышик	XXI	0,18	0,6	0,3	12	2,4	0,6	9,01
18	Варык	IV	0,12	0,47	0,04	24	1,7	0,39	37,67

Продолжение таблицы 2.4

19	Западный Палванташ	БРС	0,22	0,6	0,01	13,2	4	0,41	4,21
20	Палванташ	I	0,1	0,75	0,01	2	6,2	0,15	25,2
21	Бостон	Iб	0,16	0,7	0,06	5	2,3	0,69	8,65
22	Бостон	ККС	0,16	0,6	0,06	5	3	0,65	3,19
23	Ханкыз	II	0,17	0,6	0,02	15,2	6,7	0,42	14,02
24	Западный Ташлы	XIII	0,22	0,52	0,01	12	6	0,69	10,77
25	Западный Палванташ	III	0,25	0,76	0,04	18,9	9,5	0,82	9,38
26	Палванташ	III	0,09	0,6	0,01	4,1	4,8	0,13	3,05
27	Палванташ	IV	0,24	0,7	0,04	5,8	4,7	0,5	2,78
28	Ходжаосман	XVII	0,15	0,7	0,04	6	1,4	0,32	8,75
29	Ходжаабд	III	0,15	0,7	0,04	7,3	4	0,17	2,59
30	Бостон	I	0,12	0,6	0,02	4	5	0,6	12,91
31	Бостон	III	0,16	0,5	0,01	4,6	3,4	0,62	3,03
32	Южный Аламышик	Ia	0,15	0,55	0,02	3,6	2,5	0,43	13,73
33	Южный Аламышик	ККС	0,19	0,7	0,03	4,3	2,3	0,27	9,91
	Интервал измерения		0,09-0,25	0,47-0,76	0,01-1,25	2,0-32,2	1,1-9,5	0,13-1,00	2,13-43,02
	Среднее значение		0,17	0,61	0,14	9,2	3,8	0,49	9,94



Диапазон изменений геолого-физических параметров

Рис.2.1. Динамика изменения доли коэффициента извлечения нефти при различных диапазонах изменения геолого-физических параметров: \circ - для залежей с терригенными коллекторами; Δ - для залежей с карбонатными коллекторами.

Интервалы изменения и средние величины геолого-промысловых факторов

№ п/п	Геолого-промысловые факторы	Един. измер.	Карбонатный коллектор		Терригенный коллектор	
			Интервалы изменения	Средняя значения	Интервалы изменения	Средняя значения
1	Коэффициент проницаемости	мкм ²	0,01-0,45	0,14	0,01-1,25	0,14
2	Вязкость пластовой нефти,	мПа•с	0,9-40,0	7,26	1,1-9,5	3,8
3	Отношение эффективной нефтенасыщенной и общей толщины пласта	доли ед.	0,10-0,89	0,5	0,13-1,00	0,49
4	Плотность сетки скважин	га/скв	0,52-36,33	9,96	2,13-43,02	9,94
5	Средний темп отбора жидкости	%	0,26-5,94	2,14	0,05-7,41	1,74
6	Конечный коэффициент нефтеизвлечения	дол.ед	0,08-0,69	0,34	0,04-0,75	0,35

Применение такого методического подхода объясняется еще и тем, что геолого-статистические модели дают наиболее достоверные результаты когда параметры, включенные в модели, близки к их средним значениям /26,22/.

Результаты численных экспериментов представлены в виде зависимостей коэффициента извлечения нефти от диапазона изменения геологических факторов (рис. 2.1) и доли влияния геологических факторов на формирование КИН (рис. 2.2).

Анализ этих зависимостей позволили получить ряд интересных выводов имеющих теоретическое и практическое значение.

1. При рассмотренных диапазонах изменения геологических факторов КИН в карбонатных коллекторах от 7,07 % (наихудшем варианте) до 32,25 % (наилучшем варианте) ниже, чем в

терригенных коллекторах, что свидетельствует о более сложном геологическом строении и неоднородности пластов приуроченных к карбонатным коллекторам.

2. КИН в залежах представленных терригенными коллекторами изменяется от 19,41 % (при наихудшем сочетании геологических факторов) до 77,53 % (при наилучшем сочетании геологических факторов).
3. КИН в залежах представленных карбонатными коллекторами при наилучшей и наихудшей сочетании геологических факторов изменяется от 12,34 % до 45,78 %.
4. С улучшением геологических характеристик продуктивных пластов растет степень влияния геологических факторов на величину КИН. Если наихудшем сочетании геологических факторов для геологических факторов в формировании величины КИН составляет 15-20 %, то в наилучшем сочетании геологических факторов их доля в формировании величины КИН достигает до 60-80 %.
5. При наихудшем сочетании (минимальных значениях) геологических показателей КИН в залежах с терригенными и карбонатными коллекторами до 20% и 15% определяются геолого-физическими условиями, а 80% и 85% применяемой системой разработки, т.е. в таких объектах высокие значения КИН можно достичь за счет правильного выбора системы разработки и ее элементов.
6. Геологические неопределенности при создании геологических моделей могут существенно увеличить риски при оценке извлекаемых запасов нефти и показатели разработки месторождения. При этом величина геологического риска

увеличивается по мере улучшения геолого-физических условий залежей нефти.

В заключении необходимо отметить, что геолого-статистические модели оценки КИН не могут заменить использование гидродинамических моделей процесса извлечения нефти из недр, осуществляемых на базе трехмерных трехфазной фильтрации, но они вполне могут быть использованы при недостаточности исходных данных, особенно в начальной стадии промышленной оценки месторождения, т.е. в стадии составления проекта опытно-промышленной эксплуатации, также для оценки эффективности геолого-технических мероприятий.

Исследованиями по анализу «работоспособности» и совершенствованием существующих и созданием новых более обоснованных геолого-статистических моделей прогнозирования КИН занимаются многие ученые и научные центры.

Во ВНИИнефти идет постоянный процесс совершенствования функциональных зависимостей КИН, предложенных В.Н.Мартосом и приведенным в «Методическом руководстве по расчету коэффициента извлечения нефти из недр» с учетом плотности сетки скважин.

Для месторождений Пермского региона компанией «Miller and Lenst, Ltd» предложен ряд геолого-статистических моделей, полученных в «American Petroleum Institute» (API).

В ООО «ПермНИПИнефть» одной из методик, длительно применяемых на практике, является расчет КИН по геолого-статистическим моделям, полученным путем обработки геолого-промысловых данных длительно разрабатываемых месторождений по программе «КИНГ».

2.4. Выводы по второй главе

1. Со вступлением большого количества месторождений различных нефтедобывающих регионов мира в завершающую стадию разработки начались систематические исследование влияния природных показателей

на КИН. Основным преимуществом геолого-статистических моделей, является то, что они позволяют установить не только качественное, но и количественное влияние каждого показателя на процесс при одновременном влиянии других факторов.

2. На основе численных экспериментов по геолого-статистическим моделям установлено что:

- при сопоставимых геолого-физических условиях залежей нефтеотдача пластов в карбонатных коллекторах ниже чем в терригенных из-за более сложного геологического строения и неоднородности пластов;
- с улучшением геологических характеристик продуктивных пластов растет степень влияния геологических факторов на величину КИН;
- геологических неопределенности при создании геологических моделей могут существенно увеличить риски при оценке извлекаемых запасов и показателей разработки месторождения.

3. Геолого-статистические модели оценки КИН не могут заменить использование гидродинамических моделей процесса извлечения нефти, осуществляемых на базе трехмерной трехфазной фильтрации, но они вполне могут быть использованы для оценки степени влияния конкретного показателя на величину КИН различных геолого-физических условиях залежей нефти и эффективности геолого-технических мероприятий.

III. Анализ степени влияния геологической модели на показатели разработки нефтегазоконденсатного месторождения Шакарбулак

Структура Шакарбулак выявлена в 1979 г. и подготовлена к поисковому бурению в 1984 г. сейсморазведочными работами МОГТ. Площадь введена в поисковое бурение в декабре 1986 г. и в 1987 г. при испытании карбонатной толщи были получены промышленные притоки нефти и газа в ее западной части, а в 1989 г. - в восточной. Опытная разработка месторождения начата с 1999 г.

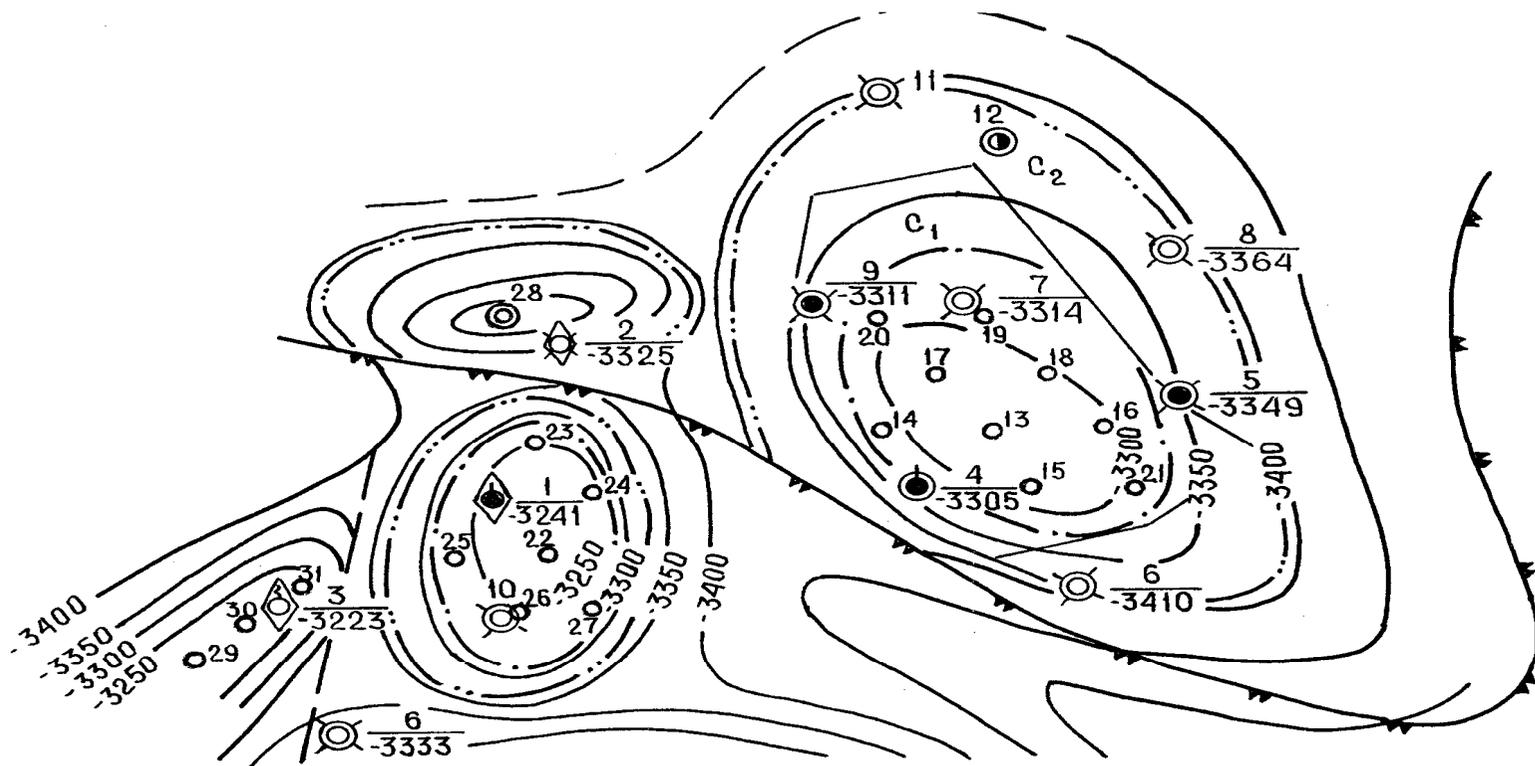
По сложности геологического строения месторождение к очень сложным, что стала причиной неоднократного пересмотра геологической модели в процессе ее разработки.

3.1. Первоначальная геологическая модель и запасы углеводородов

Согласно первоначальной геологической модели Восточный и Западный участки месторождения выделены как самостоятельные объекты, существенно отличающиеся по структурным особенностям и типу продуктивного разреза. На Восточном участке, продуктивными являются XV-Р и XV-НР горизонты и ловушка контролируется сочетанием пликативных и дизъюнктивных элементов тектоники с границей рифовой постройки и ее внешним крутым склоном (рис.3.1). Западный участок представляет собой небольшую куполовидную складку, ограниченную с севера разрывным нарушением. Продуктивность связана отложениями и залегающими ниже отложениями XV-ПР и XV-а горизонтов. Основные запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены на Восточном участке.

Оперативно подсчитанные запасы углеводородов, на основе принятой первоначальной геологической модели, составили:

- геологические запасы нефти категории C_1 – 30295 тыс.т;
- геологические запасы нефти категории C_2 – 826 тыс.т;
- извлекаемые запасы нефти категории C_1 – 7502 тыс.т;
- извлекаемые запасы нефти категории C_2 – 156 тыс.т;



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Скважины:

- ⊙ проектная разведочная
- проектная добывающая
- ◊ поисковая ликвидированная

- ◊ поисковая в эксплуатации
- ⊗ разведочная ликвидированная
- разведочная в эксплуатации
- Ⓢ разведочная в бурении

- Линия ГНК
- ⋯ Линия ВНК
- Ⓢ₁ Контур подсчета
- ▲— Контур барьерного рифа

Рисунок 3.1. Структурная карта по кровле XV-P горизонта

- запасы сухого газа по категории C_1 – 8371 млн.м³;
- запасы сухого газа по категории C_2 – 85 млн.м³;
- запасы растворенного в нефти газа по категории C_1 - 8976 млн.м³;
- геологические запасы конденсата по категории C_1 – 1732 тыс.т;
- геологические запасы конденсата по категории C_2 – 21 тыс.т;
- извлекаемые запасы конденсата по категории C_1 – 1212 тыс.т;
- извлекаемые запасы конденсата по категории C_2 – 14 тыс.т;
- коэффициент извлечения нефти запасов категории C_1 – 0,25;
- коэффициент извлечения нефти запасов категории C_2 – 0,19;
- коэффициент извлечения конденсата – 0,7.

На основании оперативного подсчета запасов нефти 1991 г. был составлен первый проектный документ на разработку рассматриваемого месторождения – «Проект пробный эксплуатации месторождения Шакарбулак» [2].

Вследствие уточнения геологической модели по результатам бурения пяти дополнительных разведочных скважин (№№ 7, 8, 9, 10, 11) был произведен оперативный подсчет по состоянию на 01.01.1996 г. На основании этого оперативного подсчета запасов в 1998 г. был вновь составлен проект пробной эксплуатации месторождения Шакарбулак [3].

Месторождения Шакарбулак с 1998 г. по 1999 г. разрабатывалось НПУ «Каршинефть», а после его ликвидации с января 1999 г. до января 2007 г. – УДП «Шуртаннефтегаз».

С 01.01.2007 г. месторождение передано в разработку СП ООО «Gissarneftgaz». Здесь следует отметить, что к моменту передачи месторождения СП ООО «Gissarneftgaz» общий фонд пробуренных скважин составлял 20 ед., из которых эксплуатировались только 6 скважин - №№ 1, 4, 14, 17, 20, 21, т.е. эффективность задействования скважин в эксплуатации составляла 30%.

С начала открытия месторождения (1986 г.), когда в результате опробования верхнеюрских карбонатный отложений были получены промышленные притоки нефти и газа из поисковой скважин № 1, по состоянию на 01.01.2007 г. было пробурено 20 скважин различного назначения:

- поисковой – 3 ед. (№№ 1, 2, 3);
- разведочных – 11 ед. (№№ 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 12, 13, 14);
- эксплуатационных - 6 ед. (№№ 17, 18, 20, 21, 22, 24).

Из пробуренных, 14 скважин (№№ 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 18, 22, 24) были ликвидированы по различным геологическим и технологическим причинам. Столь малая успешность проводки скважин объясняется, по-видимому, сложностью геологического строения месторождения.

В связи с чем было осуществлена уточнении геологической модели месторождения пересчет запасов углеводородов.

3.2. Анализ результатов уточнения геологический модели месторождения и запасов углеводородов

В 2001 г. по результатам проведенных на месторождении поисково-разведочных работ был произведен подсчет запасов углеводородов. Однако, в связи с отсутствием результатов по бурившейся на тот период на Восточном участке скважины №14 подсчет запасов на рассмотрение ГКЗ не представлялся.

Вместе с тем пробуренная скважина №14 (испытания ее были закончены в конце марта 2003 г.) показала, что Восточный участок месторождения имеет более сложное строение, чем представляемое ранее принятой геологической модели, как в части положения рифового резервуара, так и отметки водонефтяного контакта.

Согласно принятой геологической модели месторождения Шакарбулак, выявления в XV-Р и XV-НР горизонтах газоконденсатнонефтяная залежь относится к типу массивных, а по объему запасов нефти и газа к группе средних.

Отличительной особенностью месторождения Шакарбулак является то, что залежь нефти в XV-НР горизонте расположена не над рифовым телом, а с одной его стороны. Строение барьерного рифа на месторождении Шакарбулак отличается тем, что не произошло погружения массива рифа в сторону депрессионной зоны, как это наблюдается во многих других барьерного рифа (Маржон и др.). Это обусловило приуроченность основного объема нефти и газа к объему XV-Р горизонта, характеризующегося высокой гидропроводностью и массивным строением. Таким образом, газоконденсатнонефтяная залежь согласно геологической модели должна бы иметь хорошую связь с подошвенными водами и со всей барьерно-рифовой системой. Однако, при этом, согласно результатам гидрогеологических исследований газоконденсатнонефтяная залежь слабую гидродинамическую связь с законтурной зоной, что установлена по низкой величине и сильной изменчивости водообильности водонасыщенной части пласта, что, возможно, связано с наличием зоны окисленной нефти. Также установлено, что месторождение Шакарбулак расположено на значительном удалении от основной зоны создания напора, и здесь наблюдается экранирующее влияние разрывных нарушений и слабая интенсивность режима элизионного водообмена.

В последующем, после ввода месторождения в ОПЭ и бурения эксплуатационных скважин №№ 14, 17 и 20 появились новые геологические и геофизические данные, на основании которых в [38] была разработана новая геологическая модель месторождения и пересчитаны запасы углеводородов (УВ). По полученным данным ВНК был принят на отметки –

3357 м, т.е. на 31 м выше ранее утвержденного. Вместе с тем, на основании данных испытания скважин № 7, авторы работы [38] предположили, что контакт наклонный. В связи с этим в отчете 2004 г., были приняты различные границы промышленной нефтеносности месторождения. ВНК на основании данных по скважинам №№ 17 и 20 был принят на отметке – 3357 м, по скважинам №№ 14, 7, 8 и 9 – на уровне – 3368 м.

На основе новой геологической модели был осуществлен пересчет запасов углеводородов утвержденное ГКЗ Республики Узбекистан 23 марта 2005 г. Утвержденные объемы запасов углеводородов в сравнении с оперативно подсчитанными приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Сопоставление начальных запасов углеводородов подсчитанных в
1990 г. и 2004 г.**

Наименование	Гори- зонт	Категория запасов	1990 г.	2004 г.	Разница
Восточный участок					
Геологические запасы нефти, тыс. т	XV-P	C ₁		6918	
Геологические запасы нефти, тыс. т	XV-HP	C ₁		1559	
Извлекаемые запасов нефти, тыс. т	XV-P	C ₁		3038	
Извлекаемые запасов нефти, тыс. т	XV-HP	C ₁		343	
Извлекаемые запасы газа растворенного в нефти, млн. м ³	XV-P	C ₁		927	

Продолжение таблица 3.1

Извлекаемые запасы газа растворенного в нефти, млн. м ³ Западный участок	XV-HP	C ₁		104	
Геологические запасы нефти, тыс. т	XV-a	C ₁		1028	
Геологические запасы нефти, тыс. т	XV-PP	C ₁		369	
Извлекаемые запасов нефти, тыс. Т	XV-a	C ₁		195	
Извлекаемые запасов нефти, тыс. Т	XV-PP	C ₁		70	
Извлекаемые запасы газа растворенного в нефти, млн. м ³	XV-a	C ₁		59	
Извлекаемые запасы газа растворенного в нефти, млн. м ³ Восточный участок	XV-PP	C ₁		21	
Запас сухого газа, млн. м ³	XV-P	C ₁		6171	
Геологические запасы конденсата тыс. т	XV-P	C ₁		1679	
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	XV-P	C ₁		940	

Продолжение таблицы 3.1

Запасы сухого газа, млн. м ³	XV-HP	C ₂		3623	
Запасы сухого газа, млн. м ³	XV-HP	C ₁		721	
Геологические запасы конденсата тыс. т	XV-HP	C ₂		985	
Геологические запасы конденсата тыс. т	XV-HP	C ₁		196	
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	XV-HP	C ₂		552	
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	XV-HP	C ₁		110	
Западный участок					
Запас сухого газа млн. м ³	XV- ДЭРФ	C ₁		91	
Геологические запасы конденсата тыс. т	XV- ДЭРФ	C ₁		21	
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	XV- ДЭРФ	C ₁		15	
Всего по месторождению					
Геологические запасы нефти, тыс.т		C ₁	30295	9874	-20421
Геологические запасы нефти, тыс.т		C ₂	826	-	-826
Извлекаемые запасов нефти, тыс. т		C ₁	7502	3645	-3857

Продолжение таблицы 3.1

Извлекаемые запасов нефти, тыс. т	C ₂	156	-	-156
Запас сухого газа млн. м ³	C ₁	8371	6983	-1388
Запас сухого газа млн. м ³	C ₂	85	3623	+3538
Запасы растворенного в нефти газа, млн. м ³	C ₁	8976	1111	-7865
Геологические запасы конденсата тыс. т	C ₁	1732	1896	+164
Геологические запасы конденсата тыс. т	C ₂	21	985	+964
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	C ₁	1212	1065	-147
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	C ₂	14	552	+538

Как видно из табл. 3.1 после уточнения геологической модели и пересчете запасов углеводородов геологические запасы нефти категории C₁ уменьшились на 20421 тыс.т (67,41%), геологические запасы нефти категории C₂ полностью не подтвердились, извлекаемые запасы нефти категории C₁ уменьшились на 3857 тыс.т (51,42%), запасы газа и конденсата изменились относительно незначительно, на значительная их часть были переведены в категорию C₂.

Естественно, при таком положении сопоставлять соответствие прогнозных и фактических показателей разработки не имела смысла.

На базе новой геологической модели и утвержденных в ГКЗ РУз запасов углеводородов в 2005 г. была составлена проект «Технико-экономический расчет проведения геологоразведочных работ на нефть и газ

в пределах Тагам-Шимолий Тандирчинсой зоны Гиссарского региона и ввода в разработку месторождений Северный Нишан, Камаши, Бешкент, Северный Гузар и Шакарбулак» /47/.

Всего на месторождении согласно /47/ предусматривалось бурение 15 нефтедобывающих скважин и 2 доразведочных. За весь проектный срок разработки (27 лет) из месторождения планировалось извлечь 1203,5 тыс.т нефти, 383,6 млн.м³ попутного газа и 793,2 тыс.т воды (табл.3.2).

Отдельно рассмотрим фактические показатели разработки восточного и западного участков.

Эксплуатационные показатели восточного блока. Разработка восточного блока началась в 1992 г. скважиной №4 и, несмотря на бурение разведочных и эксплуатационных скважин, продолжалась до 2003 г. (таблица 3.3, рисунок 3.2). Большинство пробуренных скважин не были введены в эксплуатацию вследствие неопределенности геологической модели месторождения, которая неоднократно уточнялась по мере получения геолого-геофизической информации по вновь пробуренным скважинами.

В 2003-2004 гг. были дополнительно введены три скважины №№ 14, 17 и 20. Увеличение количества действующих эксплуатационных скважин позволило несколько увеличить темпы добычи нефти. При этом из трех введенных в эксплуатацию скважин (№№ 14, 17 и 20) худшие эксплуатационные характеристики имеет скважина № 14. Скважина № 14, вскрывшая в основном отложения горизонта XV-HP с низкими ФЕС, эксплуатировалась непродолжительное время (3 года).

По мере ввода в эксплуатацию добывающих скважин и увеличения отборов жидкости происходил рост обводненности добываемой продукции.

Таблица 3.3

Основные технологические показатели разработки по восточному блоку

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Добыча газа, млн. м ³		Добыча стаб- гоконденсата, тыс.т		Газовый фактор, м ³ /т	Обвод- ненность, %	Фонд, ед	КИН, %
	Годовая	накопл.	Годовая	накопл.	Годовая	накопл.				
1992	0,4	0,4	0,1	0,1	0,0	0,0	286	0	1	0,0
1993	1,5	1,9	0,7	0,8	0,0	0,0	470	0	1	0,0
1994	0,4	2,3	0,1	1,0	0,0	0,0	356	0	1	0,0
1995	0,0	2,3	0,0	1,0	0,0	0,0	-	-	-	0,0
1996	0,0	2,3	0,0	1,0	0,0	0,0	-	-	-	0,0
1997	0,0	2,3	0,0	1,0	0,0	0,0	-	-	-	0,0
1998	0,0	2,3	0,0	1,0	0,0	0,0	-	-	-	0,0
1999	7,5	9,8	2,6	3,6	0,0	0,0	351	0	1	0,1
2000	7,2	17,0	2,5	6,1	0,0	0,0	350	0	1	0,2
2001	7,3	24,4	2,6	8,7	0,0	0,0	350	0	1	0,2
2002	9,7	34,0	3,4	12,1	0,0	0,0	350	0	1	0,3
2003	15,2	49,2	3,2	15,2	0,0	0,0	209	5	2	0,5
2004	14,9	64,1	2,8	18,1	0,0	0,0	191	19	4	0,6
2005	13,2	77,3	2,7	20,8	0,0	0,0	201	41	4	0,8
2006	20,7	98,0	2,8	23,5	0,0	0,0	134	39	5	1,0
2007	26,2	124,2	9,2	32,7	0,0	0,0	350	19	5	1,2
2008	49,7	173,9	71,8	104,5	0,0	0,0	1446	6	8	1,7
2009	83,5	257,4	313,6	418,1	3,8	3,8	3757	13	10	2,6
2010	58,1	315,5	271,2	689,3	8,6	12,3	4670	29	8	3,1
2011	61,5	377,0	282,0	971,3	5,4	17,7	4583	21	7	3,8
2012	54,0	431,0	256,4	1227,7	4,9	22,6	4744	16	7	4,3

Таблица 3.2
Основные технологические показатели разработки прогнозного варианта

Прогнозный год	Добыча нефти, тыс.т	Добыча воды, тыс.т	Добыча попутного газа, млн.м ³	Ввод скважин, ед.	Промысловый газовый фактор, м ³ /т	Обводненность продукции, %	Фонд добывающих скважин, ед.	КИН, доли ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	21,4	4,4	6,5	2	303,7	17,1	5	0,011
2	50,0	4,4	15,3	5	306,0	8,1	10	0,016
3	75,3	10,1	23,0	4	305,4	11,8	14	0,023
4	96,5	18,9	29,4	4	304,7	16,4	18	0,032
5	108,6	29,9	33,1	2	304,8	21,6	20	0,043
6	97,1	34,8	29,6		304,8	26,4	19	0,052
7	87,5	38,6	26,7		305,1	30,6	19	0,060
8	78,4	41,1	23,9		304,8	34,4	19	0,068
9	70,5	42,8	21,5		305,0	37,8	19	0,074
10	63,2	43,7	19,2		303,8	40,9	19	0,080
11	57,0	44,4	18,0		315,8	43,8	19	0,086
12	51,0	43,6	16,8		329,4	46,1	19	0,090
13	46,2	43,3	16,2		350,6	48,4	19	0,095
14	41,5	42,2	15,3		368,7	50,4	19	0,099
15	37,5	40,9	14,4		384,0	52,2	19	0,102
16	33,9	39,6	13,6		401,2	53,9	19	0,106
17	30,5	37,7	11,6		380,3	55,3	19	0,109
18	27,2	35,4	9,8		360,3	56,5	19	0,111
19	24,0	32,9	8,3		345,8	57,8	18	0,113
20	21,5	30,7	7,1		330,2	58,8	18	0,115
21	19,3	28,7	6,1		316,1	59,8	18	0,117
22	17,3	26,3	5,1		298,2	60,6	18	0,119
23	14,4	22,8	4,2		291,7	61,3	17	0,120
24	12,2	19,8	3,4		278,7	61,9	16	0,121
25	9,6	15,9	2,6		270,8	62,4	14	0,122
26	7,9	13,2	1,8		227,8	62,6	9	0,123
27	4,2	7,1	1,1		261,9	62,8	4	0,123
	1203,5	793,2	383,6	17				

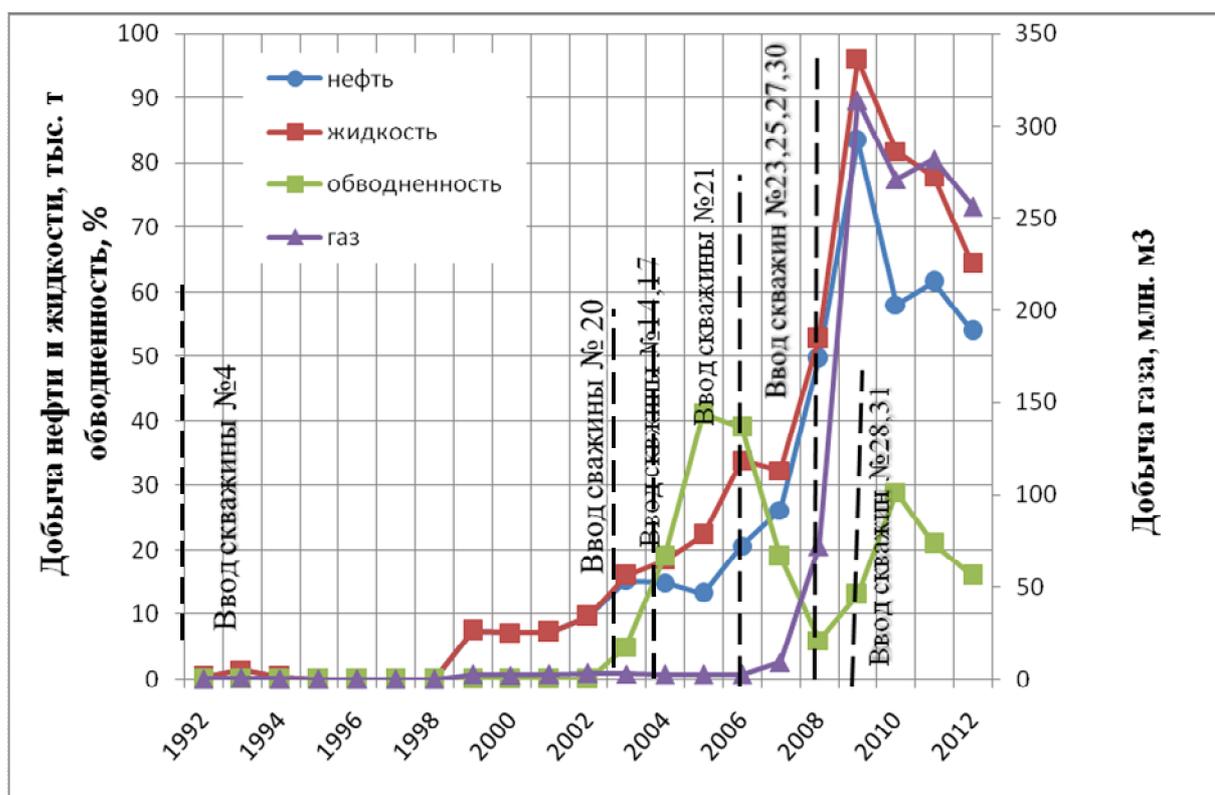


Рисунок 3.2. Динамика технологических показателей по восточному блоку

По сравнению с 2003 г. средняя обводненность продукции скважин к 2005 г. выросла почти в 8 раз и составила 41 %. При этом интервал перфорации скважины № 17 (3723-3721м) находился на 75 м выше принятого начального ВНК, однако в процессе эксплуатации происходили периодические остановки скважины из-за быстрого прорыва воды. Скважина № 14 было перфорирована в интервале 3790-3783 м, причем при опробовании слабые приток воды были поучены из интервала 3800-3805 м, т.е. работающий интервал находился вблизи водонасыщенных пород. Скважина №20 введена в эксплуатацию при интервале 3768-3762 м, т.е. на значительном расстоянии (32м) от начального ВНК. Однако также как и скважины №№ 14 и 17, скважина № 20 эксплуатировалась с периодическим

фонтанированием вследствие быстрого прорыва воды. Данная ситуация может быть связана с заданием достаточно высоких депрессий на пласт и достаточно высокой степенью трещиноватости коллектора, создающей благоприятные условия для прорыва воды по наиболее проницаемым каналам (трещинам).

Скважина №№ 14, 17 и 20 эксплуатировались с низкими устьевыми давлениями, и, следовательно, без прорыва газа. Относительно низкие показатели по добыче нефти, хотя скважин №№ 17 и 20 расположены в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин, и низкие устьевые давления, по-видимому, связаны с экранированием газовой шапки непроницаемыми прослоями (запасы газа сосредоточены в горизонте XV-HP), т.е. режим работы залежи в данной области является смещенным (упруговодонапорный и режим растворенного газа), таким образом, возникала нехватка пластовой энергии для осуществления непрерывного фонтанирования.

После ввода скважин №№ 23, 25, 27, 30 в 2008 г. уровень добычи нефти значительно вырос. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти в 2008 г. увеличилась почти в 2 раза. Прирост добычи нефти обусловлен благоприятным расположением скважин №№ 23, 25 и 30, вскрывших гребневую часть рифового горизонта в районе свода газовой части.

Рассматриваемые скважины (№№ 23, 25, 30) эксплуатировались с высоким устьевым давлением за счет прорыва свободного газа, являющегося, как было отмечено ранее, основным источником пластовой энергии, обеспечивающим их стабильное фонтанирование.

В 2009 г. были введены еще две эксплуатационные скважин №№ 28 и 31. Скважина № 28 оказалась на периферии рифового массива (коэффициент

песчанистости для горизонта XV-HP - 6,1%), из-за чего работала непродолжительное время. Скважина № 31 оказалось за границей разлома и вскрыла горизонт XV-HP без газовой шапки, вследствие чего имеет низкое устьевой давление.

На 01.09.2013 г. средняя обводненность по восточному блоку по отчетным данным составляет 66,5%, среднесуточный дебит нефти по блоку – 93,9 т, среднесуточный дебит нефти, приходящийся на скважину 15,6 т. По восточному блоку в целом можно отметить, что лучшие показатели эксплуатации имеют скважины, вскрывшие гребневую часть рифового массива в районе расположения газовой шапки. Данная область залежи характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами и максимальными эффективными газонасыщенными толщинами, обеспечивающими за счет энергии свободного газа стабильное фонтанирование скважин.

Эксплуатационные показатели западного блока. Разработка западного блока началась в 1991 г. скважиной № 1. По отчетным данным СП ООО «Gissarneftgaz» до 2003 г. скважина добавила безводную нефть (таблица 3.4, рисунок 3.3). Затем, видимо, из-за увеличения отбора жидкости, с 2003 г. произошел резкий прорыв воды, обводненность скважины увеличилась до 70 % и продолжала увеличиваться. Резкий рост обводненности после форсирования отбора при продолжительном безводном периоде характерен для коллекторов с выраженной трещиноватостью. В 2009 г. скважина № 1 была подключена к блоку сепараторов, т.к. имела высокое устьевое давление и повышенный газовый фактор, однако затем, уже в октябре 2009 г. скважина была переведена на УПН в связи со снижением давления на устье. Таким образом, можно констатировать, что в районе скважин № 1 имелась небольшая газовая шапка, подтверждаемая также результатами

опробования, запасы которой, вероятно, постепенно истощились. Хотя по [48] запасы свободного газа в районе скважины № 1 подсчитаны не были.

Таблица 3.4

Основные технологические показатели разработки по западному блоку

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Добыча газа, млн. м ³		Добыча стаб- гоконденсата, тыс.т		Газовый фактор, м ³ /т	Обвод- ненность, %	Фонд, ед	КИН, %
	годовая	накопл.	годовая	накопл.	годовая	накопл.				
1991	0,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	0,1
1992	1,8	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	0,2
1993	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	0,0	–	–	0	0,2
1994	1,0	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	0,2
1995	2,4	6,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	0,4
1996	4,3	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	0,7
1997	7,2	17,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	1,1
1998	7,4	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	1,6
1999	0,0	25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–	–	0	1,6
2000	5,0	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	1	1,9
2001	1,6	31,6	0,5	0,5	0,0	0,0	350	0	1	2,0
2002	5,0	36,6	1,7	2,3	0,0	0,0	350	0	1	2,3
2003	6,4	43,0	2,3	4,5	0,0	0,0	350	71	1	2,7
2004	6,5	49,5	2,3	6,8	0,0	0,0	350	51	1	3,1
2005	6,1	55,6	2,1	9,0	0,0	0,0	350	74	1	3,5
2006	5,5	61,2	1,9	10,9	0,0	0,0	350	84	1	3,9
2007	4,0	65,2	1,4	12,3	0,0	0,0	350	33	1	4,1
2008	28,3	93,5	53	65,3	0,0	0,0	1873	8	3	5,9
2009	26,9	120,3	107,5	172,8	1,0	1,0	4000	24	3	7,7
2010	15,4	135,8	69,1	241,9	2,1	3,1	4476	42	2	8,6
2011	8,5	144,3	24,5	266,4	0,4	3,5	2879	82	2	9,2
2012	3,5	147,7	3,8	270,1	0,1	3,6	1093	91	1	9,4

В 2008 г. были введены две скважины: ранее ликвидированная скважина № 3 и пробуренная эксплуатационная скважина № 26. Скважина № 3 работала с высоким устьевым давлением, из-за чего в 2009 г. была подключена к блоку сепараторов. Затем мере выработки запасов газа

(порядка 200 млн. м³) и снижения устьевого давления в 2011 г. скважина была переведена на УПН, но при этом по эксплуатационным отчетным данным за два последних месяца 2012 г. газовый фактор скважин № 3 увеличился до 1500 м³/т.

Скважина № 26, в отличие от скважины № 1 работала с низким газовым фактором, что, возможно, объясняется предшествующим истощением запасов газа скважиной № 1 или в попадание зоне с ухудшенными ФЕС (пористость около 6 %, раздел 2). Скважина № 26 работала непродолжительное время (11 месяцев), затем с сентября 2009 г. скважину остановили из-за отсутствия притока.

На 01.09.2013 г. по западному блоку эксплуатируется только скважина № 3. Скважина № 1 не эксплуатируется из-за высокого обводнения.

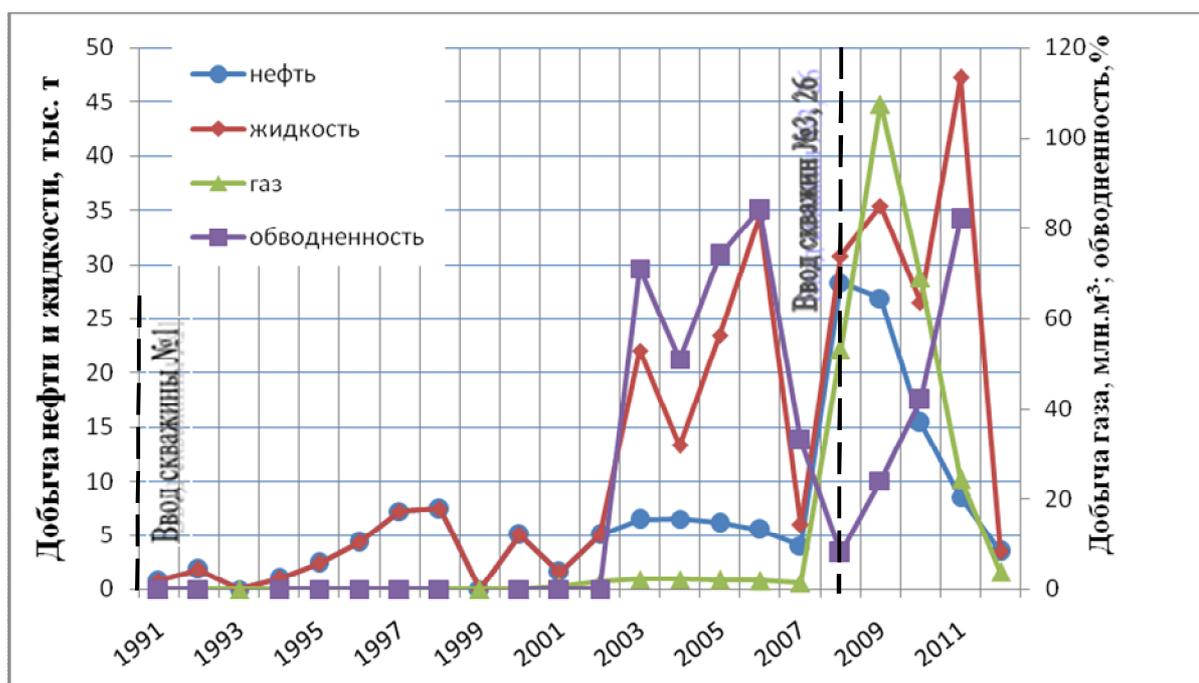


Рисунок 3.3. Динамика технологических показателей по западному блоку

В целом по западному блоку можно отметить, что скважины данного блока характеризуется несколько худшими показателями эксплуатации по сравнению со скважин рифового массива. Это связано, во-первых ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами горизонта XV-ПР (пористость 6-7 %) и малой эффективной нефтенасыщенной толщиной горизонта XV (до 1м), а во-вторых отсутствием необходимого объема свободного газа, достаточного для создания естественного внутрискважинного газлифта. Кроме того по данным [48] практически все продуктивные скважины оказались расположенными или на самой высокой, сводовой части складки (подвергшейся максимальной трещиноватости) или (в большинстве случаев) вблизи разрывных нарушений, все непродуктивные скважины оказались расположенными в незначительном удалении от разломов, т.е. продуктивность скважин связана с коллекторами трещинного типа.

Как указывалось ранее действующим документом, по которому СП ООО «Gissarneftgaz» с 2007 г. осуществляет разработку месторождения, является технико-экономический расчет 2005 г. [47]. Поэтому сопоставление проектных (согласно [47]) и фактических показателей разработки выполнено за период с 2007 г. по 2012 г. включительно (таблица 3.5).

[8] на первом этапе предусматривалось бурение 15 добывающих скважин (с учетом бурения на тот момент скважины № 18). Разбуривание месторождения до проектной сетки было предусмотрено в течение 4 лет. Фактически, до момента передачи месторождения в пользование СП ООО «Gissarneftgaz» , после принятия [47] успешно пробурена только скважина № 21. Скважина № 22 была пробурена в апреле 2007 г. с осложнениям геологического характера. После многократных попыток ввести ее в

эксплуатацию путем перфорации вкупе с кислотными обработками, скважина была ликвидирована.

Таблица 3.5

**Сравнение основных проектных и фактических показателей
разработки**

Годы	2007		2008		2009		2010		2011		2012	
	П	Ф	П	Ф	П	Ф	П	Ф	П	Ф	П	Ф
Годовая добыча нефти, тыс.т	21	30	50	78	75	110	97	74	109	70	97	57
Накопленная добыча нефти, тыс.т	21	30	71	108	147	219	243	292	352	362	449	420
Годовая добыча попутного газа, млн.м ³	7	11	15	125	23	421	29	340	33	306	30	260
Накопленная добыча попутного газа, млн.м ³	7	11	22	135	45	556	74	897	107	1203	137	1463
Годовая добыча жидкости, тыс.т	26	38	54	84	85	131	115	108	139	126	132	103
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	26	38	80	122	166	253	281	361	420	487	551	590
Обводненность, %	17	21	8	7	12	16	16	32	22	44	26	44
Фонд скважин, ед	5	6	10	11	14	13	18	10	20	9	19	8

В дальнейшем бурение эксплуатационных скважин выполнялось силами СП ООО «Gissarneftgaz». При этом наблюдается несоответствие проектного и фактического объема бурения добывающих скважин (рисунок 3.4).

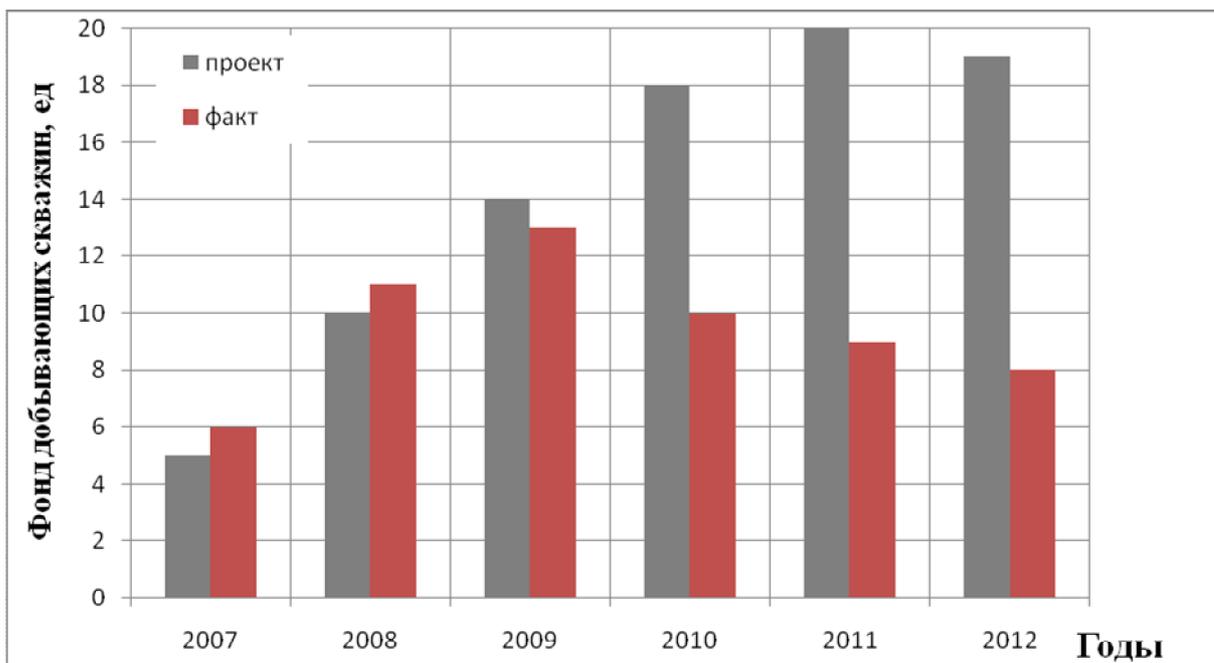


Рисунок 3.4. Сравнение проектного и фактического фондов добывающих скважин

Отклонение в фонде добывающих скважин, помимо несоблюдения проектного объема бурения новых скважин, объясняется также выбытием скважин №№ 26, 27, 28 в 2009 г., скважины № 17 в 2010 г. и скважины № 1 в 2011 г. По проекту выбытие добывающих скважин должно было происходить после значительного периода эксплуатации.

Несоответствие фонда скважин, естественно, повлияло и на все остальные показатели разработки месторождения.

Динамика фактической добычи нефти в первые три года эксплуатации месторождения СП ООО «Gissarneftgaz» была выше проектных отборов (рисунок 3.5). Здесь следует отметить, что в проекте [47] были предусмотрены дебиты нефти (без добычи конденсата), тогда как фактически вместе с добычей нефти осуществлялась добыча конденсата, так как попутно велась добыча прорывного свободного газа. С 2010 г. добыча нефти относительно проекта снизилась из-за фактического выбытия добывающих скважин.

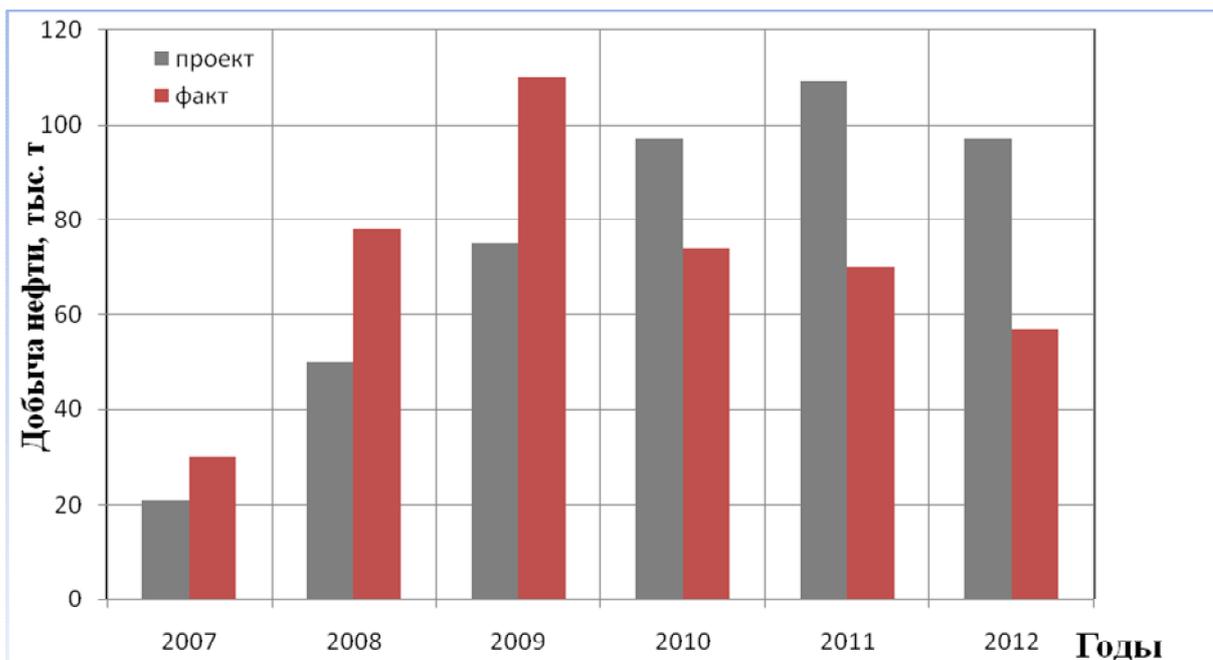


Рисунок 3.5. Сравнение проектного и фактического уровней отбора нефти

Фактическая добыча жидкости за период с 2007 г. по 2009 г. на более чем 80 % соответствует динамике добычи нефти, следовательно причины обусловившие расхождение их фактической и проектной добычи аналогичны (рисунок 3.6).

Фактическая средняя по месторождению обводненность продукции скважин до 2010 г. незначительно отличалась от проектной. После 2010 г. фактическая обводненность в два раза превышает проектную. Несоответствие объясняется отставанием темпа бурения скважин, ввод которых позволил бы снизить обводненность продукции скважин.

При сопоставлении динамики добычи газа (рисунок 3.7) можно сделать вывод, что из-за резкого увеличения добычи прорывного газа с 2008 г. не предусмотренного проектом, добыча нефти при малом (в сравнении с проектом) фонде добывающих скважин до 2010 г. превышает проектные показатели.

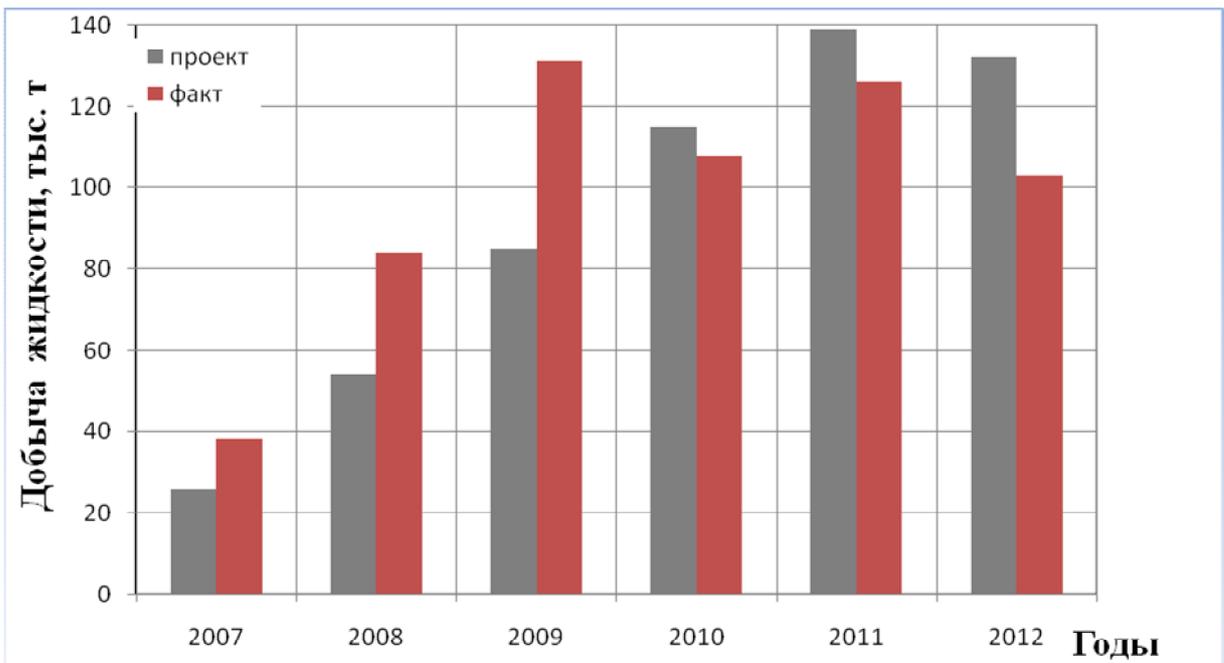


Рисунок 3.6. Сравнение проектного и фактического уровней отбора жидкости

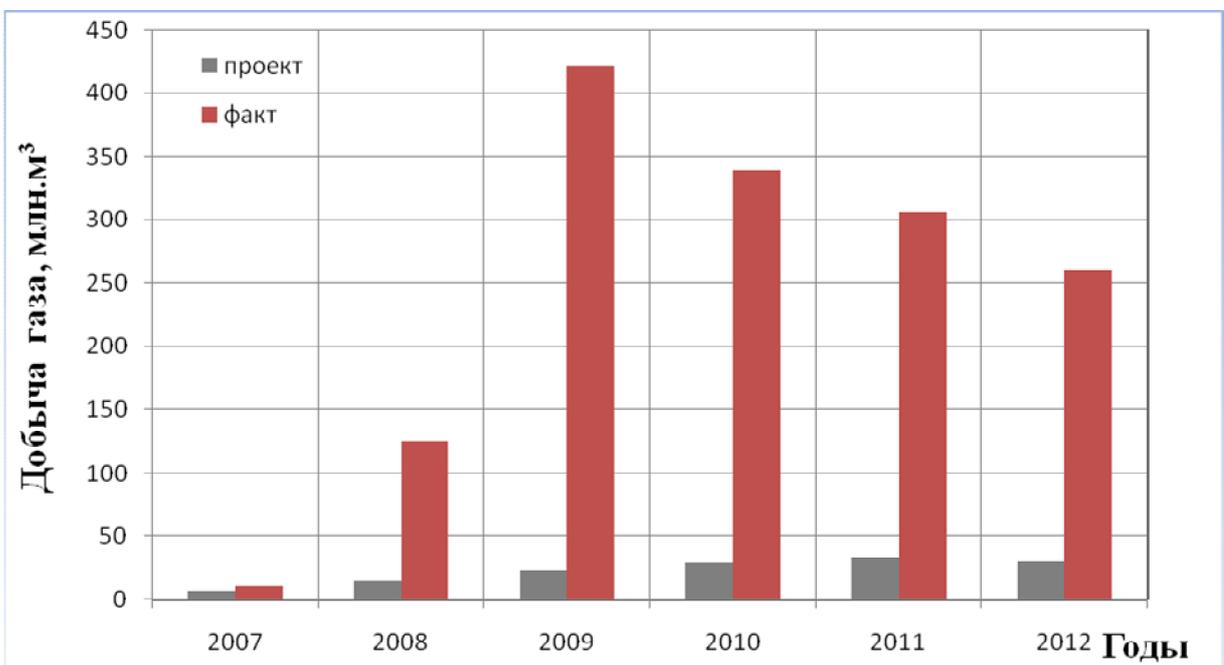


Рисунок 3.7. Сравнение проектного и фактического уровней отбора газа

В целом сравнение проектных и фактических показателей разработки выявило их значительное несоответствие в основном по причине отклонений в фонде скважин, вызванных сложностью геологического строения месторождения, а также ранним выбытием добывающих скважин, вероятно, связанными темпами добычи жидкости и газа.

При этом результаты бурения новых скважин №№ 16, 24, 29 и 32 не подтвердили принятое в 2004 г. положение ВНК и геологическую модель месторождения, что получена основанием для ее пересмотра и пересчета запасов углеводородов в 2011 г.

3.3. Текущее представление о геологической модели месторождения

На западном блоке (зона ДФ) пробурены скважин №№ 1, 3, 18, 24, 26, 29. Скважина № 6 – Зафар также находится в пределах данного блока. В результате испытания скважин были получены промышленные притоки нефти (скважин №№ 1, 26) из горизонтов XV- а, XV-ПР и XV и газа с конденсатом (скважина № 3) из горизонта XV. При испытании остальных скважин (№№ 18 и 24) продукт не получен, все испытанные объекты оказались сухими, несмотря на неоднократное применение методов интенсификации. Вероятной причиной отсутствия притоков из этих скважин является глубокое проникновение фильтрата бурового раствора [48].

При испытании различных объектов в скважинах №№ 1 и 26 были получены противоречивые результаты, хотя эти скважины расположены близко друг к другу и вскрыли кровли КФ на одинаковой отметке. Получение чистой нефти из скважины № 26 и нефти с незначительным газом из скважины № 1, может объясняться трещинной проницаемостью коллектора

Согласно уточненной геологической модели [48] на западном участке газоносным является лишь пласт-коллектор, залегающий в кровле горизонта XV в ограниченном тектоническом блоке (район скважины № 3).

Контур газоносности контролируется изогипсой – 3231 м и тектоническим нарушением, отделяющим этот участок от основной части залежи.

Нефтеносность западного участка месторождение связана с четырьмя объектами: в районе скважины № 3 – с горизонтом XV-ПР в основной части залежи – с горизонтами XV, XV-ПР и XV-а. Контур нефтеносности в районе скважины № 3 контролируется изогипсой – 3246 м и тектоническим нарушением.

Контур нефтеносности основной части залежи западного участка контролируется изогипсой – 3365 м и тектоническим нарушением, отделяющим этот участок от залежи УВ в районе скважины № 3.

Необходимо отметить, что по уточненной геологической модели и принятым положениям контактов в районе скважин № 3 в горизонте XV выделяется также нефтенасыщенная часть. Об этом свидетельствует получение дебитов нефти из интервала 3656-3652 м. Однако в этот объект рассмотрен только как газоконденсатный и, следовательно, запасы нефти в нем неподсчитывались.

В пределах восточного блока пробурены скважины №№ 4-9, 12, 13, 17, 19-23, 25, 27, 28, 30, 31, 32. Нефтегазоносность этого блока связана с горизонтами XV-Р и XV-НР. Восточный участок согласно уточненной в [48] геологической модели, также как и западный осложнен тектоническим нарушением не превышает 30 м и, оно не являются экранирующим. (рис. 3.8 и 3.9).

Наиболее достоверными по восточному блоку являются результаты испытания скважины № 22, согласно которым ВНК принят на абсолютной отметке – 3365 м. (рис. 3.10).

В [48] ГНК условно принят на абсолютной отметке – 3308 м.

Результаты пересчета запасов углеводородов осуществленный в 2011 г. приведены в табл. 3.6, в сопоставлении с утвержденными запасами в 2004 г.

Таблица 3.6

**Сопоставление запасов углеводородов месторождения Шакарбулак
подсчитанных в 2004 г. и 2011 г.**

Наименование	Категория запасов	2004 г.	2011 г.	Разница
Геологические запасы нефти, тыс. т	C ₁	9874	11607	+1733
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	C ₁	3645	3611	+34
Запасы сухого газа, млн. м ³	C ₁	6983	2272	-4711
Запасы сухого газа, млн. м ³	C ₂	3623	–	-3623
Запасы растворенного в нефти газа, млн. м ³	C ₁	1111	1102	-9
Геологические запасы конденсата, тыс. т	C ₁	1896	610	-1286
Геологические запасы конденсата, тыс. т	C ₂	985	–	-985
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	C ₁	1065	350	-715
Извлекаемые запасы конденсата, тыс. т	C ₂	552	–	-552

Анализ и сопоставление запасов углеводородов за 2004 г. и 2011г. показывает, что имеющиеся расхождения в запасах нефти не так уж значительны как по запасам газа и конденсата. Прирост геологических запасов нефти составил 1733 тыс.т (14,93 %), а извлекаемые запасов 34 тыс.т (0,95 %), т.е. практически не изменился.

Запасы сухого газа месторождения по категория C₁ уменьшились на 4711 млн. м³ (67,47 %), а запасы категории C₂ полностью не подтвердились. Изменение запасов сухого газа естественно привели к уменьшению геологических запасов конденсата на 1286 тыс.т (67,83 %) и извлекаемых запасов на 715 тыс.т (67,14 %).

Как было отмечено выше до передачи месторождения СП ООО «Gissarneftgaz» (01.01.2007 г.) общий фонд пробуренных скважин на месторождении Шакарбулак составлял 20 единиц, из которых эксплуатировались только 6. За период с 01.01.2007 г. по 01.01.2013 г. силами СП ООО «Gissarneftgaz» пробурено 9 эксплуатационных скважин №№ 23, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 и восстановлена ранее ликвидированная скважина № 3. Из двух скважин (№ 32 и №29) притока получено не было. Бурение этих новых скважин позволило уточнить геологическую модель месторождения и запасы углеводородов.

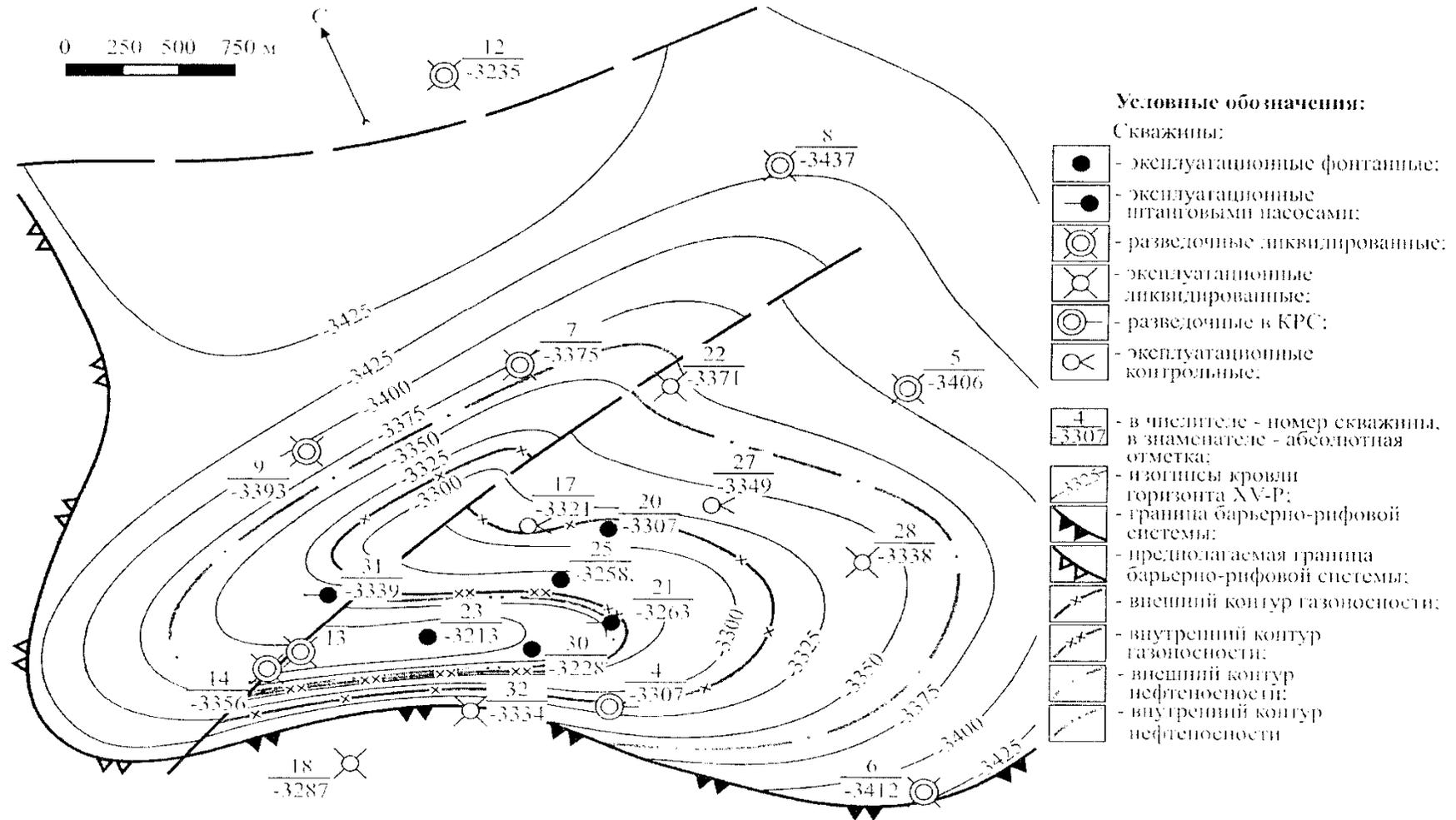


Рисунок 3.8. Структурная карта по кровле горизонта XV-P

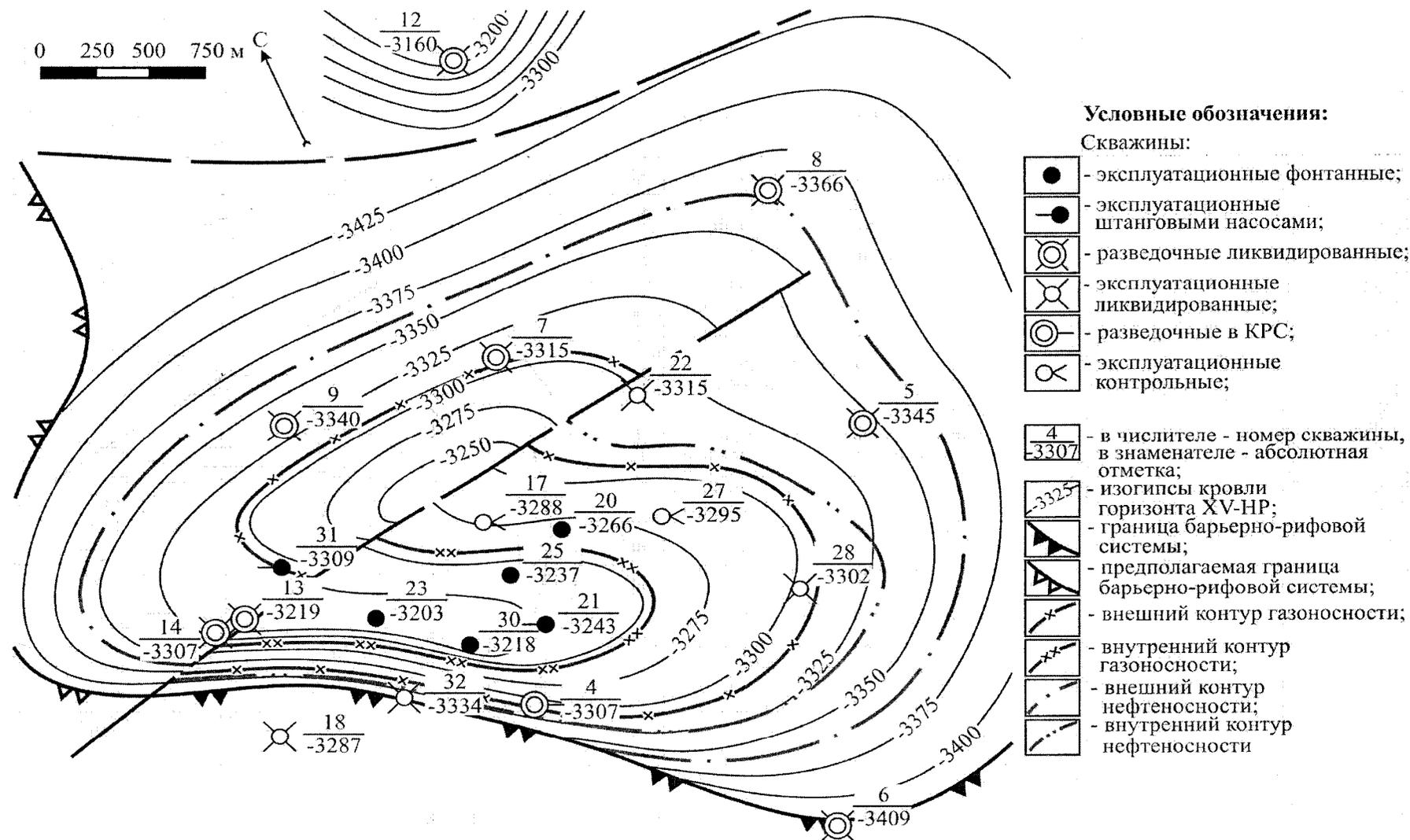


Рисунок 3.9. Структурная карта по кровле горизонта XV-HP

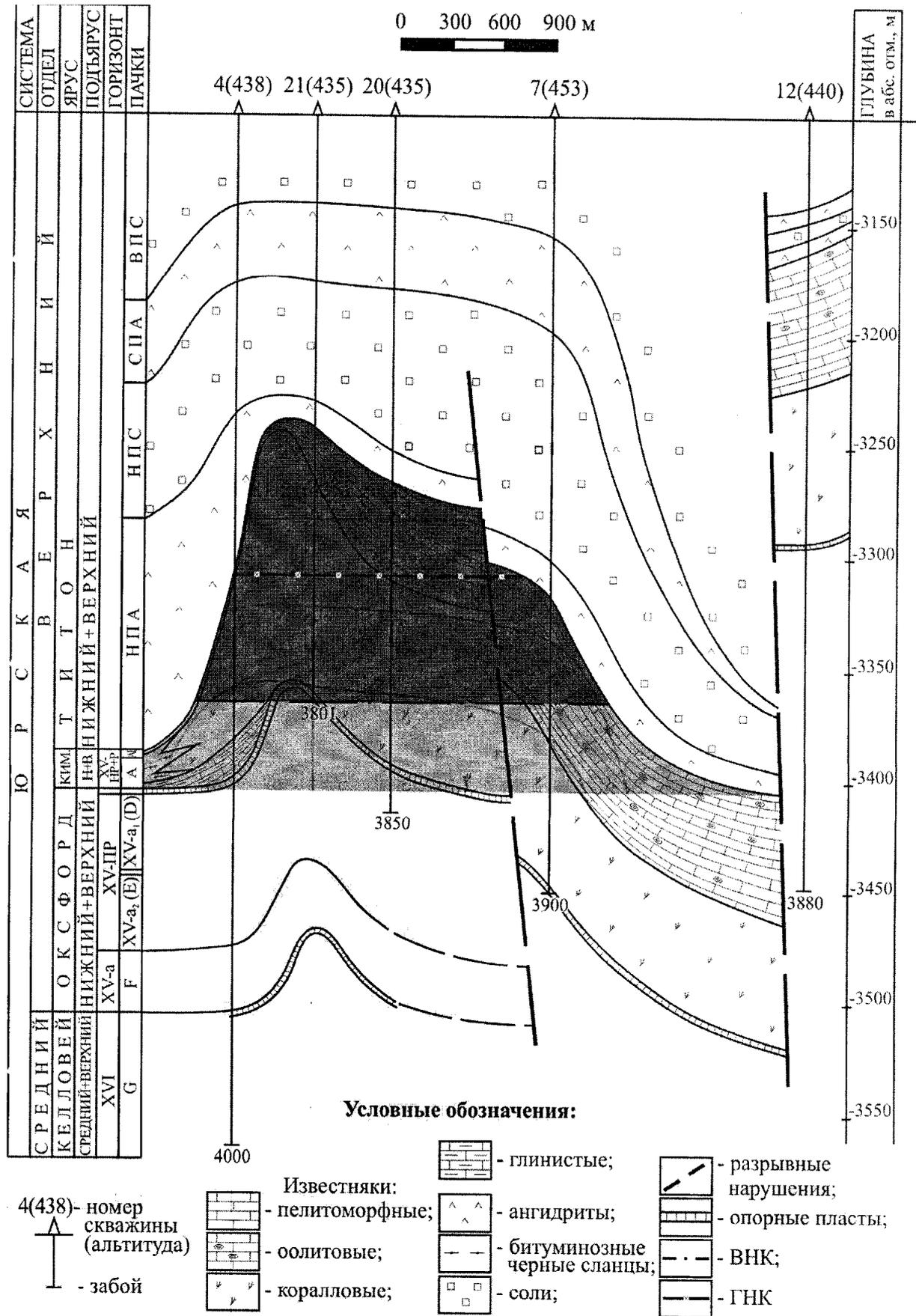


Рисунок 3.10. Геологический профиль по линии скважин №№ 4-21-20-7-12

3.4. Выводы по третьей главе

1. По сложности геологического строения месторождения Шакарбулак относится к категории очень сложных, что стала причиной неоднократного пересмотра ее геологической модели и пересчета запасов углеводородов.

2. По сравнению с оперативным подсчетом запасов углеводородов в 1989 г. текущие запасы углеводородов утвержденные в ГКЗ РУз состоящую на 01.01.2014 г. существенно изменились в сторону уменьшения: геологические запасы нефти на 67,41 %, извлекаемые запасы нефти – 51,42 %, запасы сухого газа – 67,47 %, геологические запасы конденсата – 67,83 %, извлекаемые запасы конденсата – 67,14 %.

3. Несоответствие первоначальных и текущих запасов углеводородов естественно привело и к несоответствию прогнозных и фактических показателей разработки месторождения. Например, в 2012 г. при прогнозный добыче нефти 97 тыс.т и обводненности добываемой продукции 26 % фактически добыто 57 тыс.т нефти при обводненности добываемой продукции 44 %.

4. Опыт уточнения геологической модели и разработки месторождения Шакарбулак показывает, что при несоответствии прогнозных показателей полученных на основе гидродинамической модели и фактических показателей разработки месторождения в первую очередь необходимо провести работы по уточнению геологической модели объектов эксплуатации.

Заключение

На основе исследований показаны научного новизна, практическая и научная значимость, сформулированы следующие теоретические выводы и практические рекомендации.

1. В настоящее время все основные месторождения углеводородов разрабатываются на основы действующих геолого-технологических моделей, состоящий из двух взаимосвязанных моделей- геологической и гидродинамической. Опыт применения на месторождениях Узбекистана зарубежных программных разработок «Petrel» – для геологического моделирования и «Schlumberger Eclipse» – для гидродинамического моделирования показывают, что результаты и достоверность моделирования определяется в основном полнотой и качеством исходной информации.
2. Недостатки геологического моделирования месторождения связаны как с объективными, так и субъективными факторами. К объективным фактором относятся неполнота и качество исходных геолого-промысловой информации, к субъективным – квалификация и опыт специалистов по моделированию. В связи с этим возникает необходимость в оценки рисков заключающихся в систематической оценке геологических неопределенностей, который оказывает серьезное влияние на подсчет запасов углеводородов и выбор эффективной системы разработки месторождений.
3. На примере газоконденсатного месторождения Шакарбулак. Показано, что неадекватна к реальным геологическим условиям геологическая модель может привести к ошибкам при подсчете запасов углеводородов до 70 % и практически полному несоответствию прогнозных и фактических показатели разработки. При не соответствии прогнозных показателей полученных на

основе гидродинамической модели и фактических показателей разработки месторождения в первую очередь необходимо провести работы по уточнению геологической модели объектов эксплуатации.

4. На основе численных экспериментов установлено, что:
 - при сопоставимых геолого-физических условиях залежей нефтеотдача пластов в карбонатных коллекторах ниже чем в терригенных из-за более сложного геологического строения и неоднородности пластов;
 - с улучшением геологических характеристик продуктивных пластов растет степень влияния геологических факторов на величину коэффициента извлечения нефти;
 - геологические неопределенности при создании геологических моделей могут существенно увеличить риски при оценке извлекаемых запасов нефти и показателей разработки месторождения.
5. Полученные теоретические выводы и практические рекомендации необходимо учитывать при создании и адаптации геологических моделей, а также при изучении причин отклонения прогнозных и фактических показателей разработки месторождений углеводородов.

Литература

1. Абызбаев И.И., Осипов В.В. Оценка нефтеотдачи терригенных залежей, содержащих нефти повышенной вязкости // Нефтепромысловое дело. — Москва, 1982. — № 11. — С. 6-7.
2. Агзамов А.Х., Проект пробной эксплуатации месторождения Шакарбулак. – Ташкент: УзРП ВНТО НГП. 1991.
3. Агзамов А.Х., Проект пробной эксплуатации месторождения Шакарбулак. – Ташкент: УзбекНИПИнефтегаз, 1998.
4. Агзамов А.Х., Ирматов Э.К., Пардаев А.Т. Оценки конечной нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей. – Ташкент: Тр. «СредазНИПИнефть», 1991.- С. 77-80.
5. Алимухамедов Н.Х., Сидикходжаев Р.К., Сидикходжаева М.Р. Исследование особенностей разведки и разработки нефтяных оторочек на нефтегазовых месторождениях Западного Узбекистана. — Москва: МТЭА ИНТЭК, 1991.- 111с.
6. Анализ неопределенностей геологической модели на примере свободного месторождения // Н.Г.Аржиловская, М.О.Васильев, В.С.Дручин и др.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2013. -№ 9. – С. 60-65.
7. Анализ неопределенностей на примере адаптации модели реального месторождения / А.В.Степанов, А.Ю.Сурков, М.А.Басыров, А.С.Кундин // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2013.- № 2.- С. 8-12.
8. Аспекты применения геолого-гидродинамического моделирование для проектирования и мониторинга геолого-технических мероприятий /Р.Н.Мухаметзянов, Р.Н.Фахретдинов, К.В.Стружнев и др.// Нефтяное хозяйство. – Москва, 2007. - № 10. – С. 86-89.
9. Багиров Б.А., Аллахвердиев И.М. Изучение геологической и технологических факторов, влияющих на разработку // Нефтяное хозяйство. – Москва; 1988. - № 3. – С. 27-30.

10. Батури́н А.Ю. Геолого-технологической моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 116 с.
11. Батури́н А.Ю., Посохова В.Н. Обеспечение адекватности фильтрационной модели начальному состоянию залежи на стадии упрощения детальной геологической модели // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2007. - № 7. – С. 128-131.
12. Богданов С.Д. Влияние геолого-физических параметров на точность прогноза коэффициента нефтеизвлечения //Геология нефти и газа. – Москва, 1997. - № 6. – С. 36-38.
13. Вишератина Н.П., Уколова Т.В. Петрофизический модели пористых сред поднятия // Газовая промышленность. – Москва, 2007. - № 12. – С. 12-15.
14. Гапонова Л.М. Повышение эффективности разработки месторождений на основе мониторинга геолого–гидродинамических моделей // Нефтяное хозяйство.- Москва, 2006. - № 12.- С. 36-39.
15. Гидродинамическое моделирование как инструмент анализа и оптимизации системы разработки в условиях неопределенности (на примере группы пластов А В Самотлорского месторождения/ Т.Г Казакова, Л.У.Давлетова, Е.В.Задарожный, С.А.Абдульмянов // Нефтепромысловая дело. – Москва, 2012.- № 1. – С. 81-84.
16. Горохов В.Д. Анализ эффективности разработки нефтяных залежей с малыми запасами на естественных режимах // Нефтяное хозяйство. – Москва, 1991. - № 11. – С. 32-36.
17. Грищенко М.А., Авраменко Э.Б., Лыткин А.Э. Оценка качества запасов на основе анализа геологических неопределенностей // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2011. – С. 32-36.
18. Doscher T.M. Statistical Analysis Shows Grude – oil Recovery // The Oil and Gas. J.- 1984. – Oct.29. – Pp. 53-61.

19. Еремин Н.А., Акран Али Салем, Зиновкина Т.С. Модель тектонических нарушений на месторождении Эль-Боури // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2009. - № 2. – С. 26-29.
20. Закиров С.Н. В Будущее через Опыт прошлого // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2002. - № 5. – С. 64-66.
21. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добыча нефти. – Москва, «Наука», 2000. – 414 с.
22. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Набиева Н.К. Анализ результатов исследований по установлению зависимости нефтеотдачи от плотности сетки скважин (обзор) // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2013. - № 1. – С. 67-70.
23. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Ибрагимов М.Х. Нефтеотдача месторождений межгорных впадин Средней Азии с осложненными геолого-физическими условиями и пути ее увеличения. – Ташкент: АН РУз, НПО «Кибернетика», 1992. – 45 с.
24. Истратов И.В. Вопросы моделирования сложных геологических тел газонефтеносных толщ // Отечественная геология. – Москва, 2000. - № 2. – С. 17-20.
25. Истратов И.В. О моделях геологического строения газонефтяных объектов // Газовая промышленность. – Москва, 2001. - № 5. – С. 17-19.
26. Каршиев А.Х., Махмудов Ш.Н. Анализ статистических модели зависимости нефтеотдачи от темпа отбора жидкости // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2012.- № 4. – С. 16-19.
27. Кашик А., Кирилов С., Ческис В. Четырехмерные многопараметровые модели и их применение в геологии и разработке

месторождений углеводородов // Бурение и нефть. – Москва, 2005. - № 4. – С. 15-17.

28. Колганов В.И. Анализ статистических моделей зависимости нефтеотдачи от вязкости нефти // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2001. - № 3 – С. 58-61.

29. Кутырев Е.Ф., Сергиенко В.Н., Садыков М.Р. Особенности извлечения нефти из недонасыщенных пластов месторождений Западной Сибири по данным физическим моделирования // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2006. - № 11. – С. 19-23.

30. Кучумов Р.Я., Перевозкин И.В. Системный анализ методов определения фазовых проницаемостей при создании постоянно действующих геолого-технологических моделей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2009. - № 4. – С. 42-48.

31. Лысенко В.Д. О геологическом и гидродинамическом моделировании при проектировании разработки нефтяных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 1996. - № 11. – С. 42-44.

32. Лысенко В.Д. Проблемы применения математических моделей и аналитической методики при проектировании разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. – Москва. 2007. - № 10. - С. 7-13.

33. Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр (РД 39-0147035 – 214 - 86). – М.: ВНИИ, 1986. – 253 с.

34. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

35. Обухов О.К. Адресное геолого-статистическое моделирование пространственного размещения запасов нефти для целей разработки

нефтяных и газовых залежей // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2001. - № 5. – С. 7-8.

36. О методах уточнения исходных данных для построения геологической модели на примере месторождений Оренбургской области / Р.Х.Гильменова, Э.Р.Мустаева, Л.Н.Афсянина и др. // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2010. - № 1. – С. 4-7.

37. Опыт моделирования сложных геологических тел (залежей) на примере Сорочинско-Никольского месторождения / А.Р.Мигранов, Р.Х.Гильманова, Р.Г.Сарваретдинов и др. // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2013. - № 2. – С. 12-15.

38. Пак С.А., Пересчет запасов нефти и газа месторождения Шакарбулак в Республике Узбекистан. – Ташкент: ОАО «Узбекгеофизика», 2004.

39. Рехачев П.Н., Костин Н.Г., Шутов С.С. Исследование фильтрационных свойств сложнопостроенных коллекторов нефти и газа месторождений Севера Тимано-Печоркой провинции при моделировании термобарических условий // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2010. – 3 5. – С. 15-20.

40. Руководящий документ. Постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения углеводородов. Требования к оформлению. Порядок создания и утверждения. – Ташкент: НК «Узбекнефтегаз», 2012. – 80 с.

41. Совершенствование построения геологических 3D моделей залежей нефти, осложненных тектоническими разломами / С.Н.Смирнов, А.В.Щеглов, М.А.Кузнецов, А.Ю.Попов // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2012. - № 1. – С. 8-11.

42. Соснин Н.Е. Разработка вероятностно-статистических моделей для прогноза нефтегазаносности (на примере терригенных девонских

отложений Северо-Татарского свода) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2012. - № 11. – С. 41-45.

43. Султанов Ч.А. К прогнозированию конечной нефтеотдачи на относительно ранней стадии разработки // Нефтяное хозяйство. – Москва, 1974. - № 2. – С. 28-29.

44. Теплова Т.П., Сазанов Б.Ф. Изучение выработки запасов нефтяной залежи методом геолого-промыслового анализа в сочетании с трехмерным гидродинамическим моделированием // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2008. - № 8. – С. 34-41.

45. Терентьев Б.В., Плетников В.В., Щипалов А.А. Изменение емкостных и фильтрационных свойств карбонатных коллекторов при разработке залежей нефти – влияние на результаты моделирование; экспериментальные исследования // Геология, геофизика, и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2005. - № 6. – С. 59-67.

46. Тимурзиев А.И. От нефтигазогеологического районирования недр к технологии бассейнового моделирования – не оправдавшаяся себя иллюзия // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2009. - № 8. – С. 21-28.

47. Техничко-экономический расчет проведения геолого-разведочных работ на нефти и газ в пределах Тагам-Шимолий Тандирчинской зоны Гиссарского региона и ввода в разработку месторождений Северный Нишан, Камаша, Бешкент, Северный Гузар и Шакарбулак, 20. – Ташкент: Zeromax, 2015.

48. Убайходжаева З.С., Пересчет запасов нефти и газ юрских отложений месторождения Шакарбулак. – Ташкент: ОАО «ИГИРНИГМ», 2011.

49. Цыганова Э.Ф. Анализ неопределенностей при моделировании горизонтальных скважин в неоднородном анизотропном пласте. // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2011. - № 11. – С. 56-59.