

УДК 622.276; 622.279

## ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ "ГЮНЕШЛИ"

В.Д.Абдуллаев  
(НИПИ "Нефтегаз")

Свита "Перерыва" (СП) является базовым горизонтом месторождения "Гюнешли". В целях увеличения добычи нефти, для обеспечения равномерного продвижения водонефтяного контакта и уменьшения темпа снижения пластового давления необходимо интенсифицировать процесс закачки воды. Осуществление процесса закачки воды, как и другие геолого-технические мероприятия, требует больших затрат, поэтому предварительное гидродинамическое моделирование указанного процесса с целью прогноза основных показателей имеет важное значение. С помощью современного программного обеспечения было произведено моделирование процесса разработки горизонта СП месторождения "Гюнешли", предложены новые нагнетательные скважины в целях интенсификации процесса закачки, определен оптимальный объем закачки. В результате проведенных гидродинамических расчетов было спрогнозировано влияние закачки на показатели разработки и установлена эффективность процесса.

**Ключевые слова:** месторождение, разработка, эксплуатация, закачка, гидродинамическая модель, давление, добыча, прогноз.

**Адрес связи:** v.abdullayev@socar.az

**DOI:** 10.5510/OGP20120100100

Структура месторождения "Гюнешли" была выявлена в 1958-1963 г.г. в результате проведенных сейсморазведочных работ. Начиная с 1977 года на месторождении проводились работы по глубокому бурению и впервые в 1979 году скв.4 (дебит 230 т/сут.) вскрыла месторождение (X горизонт). В 1980 году скв.6 вскрыла СП и начала эксплуатироваться фонтанным способом (дебит нефти 320 т/сут.).

В первые годы разработки СП темп ввода скважин в эксплуатацию составлял 4-5 скважин в год. Начальный дебит скважин составлял 350-450 т/сут. Постепенно интенсификация добычи нефти и газа из СП привела к значительному росту темпа годовой добычи (рис.1).

С начала разработки СП пробурены 164 добывающие скважины. В основном бурение этих скважин проводилось на юго-западном крыле и северо-восточной периклинали складки. По разным причинам большая часть добывающих скважин была воз-

вращена в верхние горизонты и ликвидирована. В настоящее время (на 01/01/2012 г.) действует 70 эксплуатационных скважин, среднесуточная добыча по одной скважине составляет по нефти - 140 т, по жидкости - 160 т, по попутному газу - 31.1 тыс.м<sup>3</sup> соответственно (рис.2). Начальные дебиты скважин снизились более чем в 2 раза. Средний газовый фактор по пласту составляет 180 м<sup>3</sup>/т, а степень обводненности продукции - 17% (рис.3). Однако, в процессе разработки газовый фактор в некоторых скважинах вырос до 2000-3000 м<sup>3</sup>/т. Очень высокий газовый фактор, наблюдаемый в центральной части месторождения, свидетельствует о падении пластового давления ниже давления насыщения и отделении газа от нефти в пласте. Наблюдаемое на этом участке расширение газовой "шапки", образовавшейся в процессе разработки месторождения, приводит к попаданию свободного газа в нефтяные скважины. Понижение среднего пластового да-

вления по месторождению с 32.0-35.0 до 12.0-16.0 МПа, свидетельствует о росте роли режима растворённого газа на этих площадях. Это, в свою очередь, отрицательно сказывается на конечной нефтеотдаче месторождения.

С 1986 года, с целью поддержания пластового давления, начали применять законтурный способ закачки воды в СП. Неудовлетворительная система водоочистки и размещение нагнетательных скважин не по всему периметру горизонта, стали причиной низкой эффективности процесса. Так как на начальных этапах разработки бурение добывающих скважин проводили на южной и юго-западной частях горизонта, к

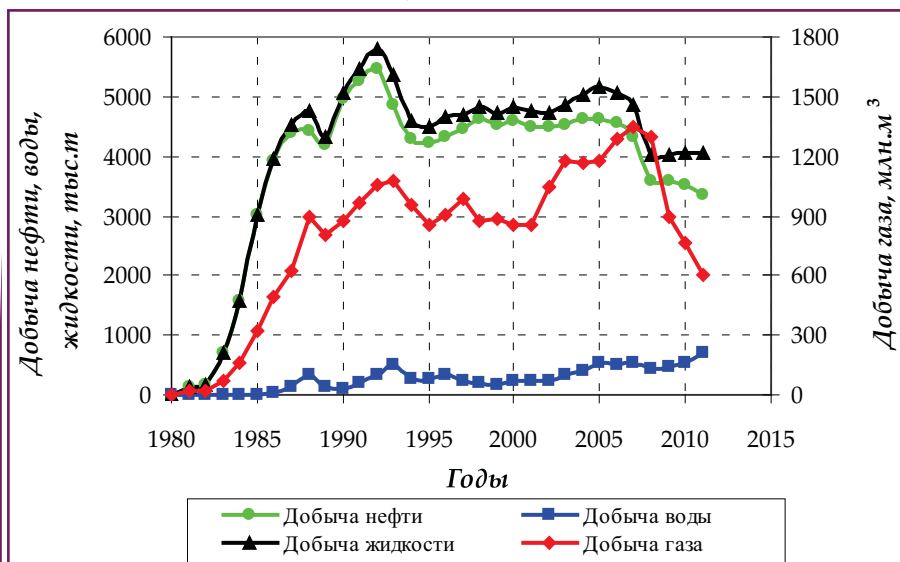


Рис.1. Динамика основных показателей разработки

процессу закачки, в первую очередь, приступили именно с этих частей. Несмотря на поочередную разработку СП добывающими скважинами (в первую очередь эксплуатация проводилась в нижней части СП), закачка в нагнетательных скважинах проводилась в нижней, верхней, а некоторыми скважинами по всей толщине объекта, что привело к трудностям в управлении процессом закачки и снижению эффективности процесса.

В настоящее время, продолжают действовать всего 3 нагнетательные скважины (все три расположены на юге месторождения), с помощью которых в СП нагнетается 1345 м<sup>3</sup>/сут. воды. С начала разработки в СП было закачано 18000 тыс.м<sup>3</sup> воды. Сведения об объеме закачанной воды в СП по годам и скважинам даны на рисунках 4 и 5. Следует отметить, что с целью компенсации добытой жидкости, поддержания стабильного пластового давления и добычи в СП не было закачано достаточного объема воды. Компенсация добытой жидкости водой за 2011 год составила всего 16.6%, а с начала разработки 14% соответственно, что в свою очередь стало причиной падения пластового давления и снижения нефтеотдачи скважин, чрезмерного роста газового фактора в скважинах центральной части месторождения. На рисунке 6 приведена динамика компенсации добытой жидкости закачанной водой. Надо отметить, что с начала разработки 70% закачанной в пласт воды приходится на южную и юго-западную части месторождения. В целях увеличения нефтедобычи, обеспечения равномерного продвижения водо-нефтяного контакта и снижения темпа падения пластового давления, необходимо интенсифицировать процесс закачки воды [1-3].

Так как в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений бурение скважин, различные методы воздействия на пласт и другие геологические мероприятия требуют значительных финансовых вложений, очень важно раннее прогнозирование результатов проводимых работ на любом этапе процесса разработки. Процесс закачки воды, как и другие геологические мероприятия, требует значительных затрат, поэтому прогнозирование его результатов очень важно.

При помощи программных средств IRAP RMS и VIP был смоделирован процесс разработки СП месторождения "Гюнешли". Для интенсификации процесса закачки были предложены новые нагнетательные скважины и определен оптимальный объем закачиваемой воды.

При проектировании разработки нефтегазовых месторождений приходится проводить многочис-

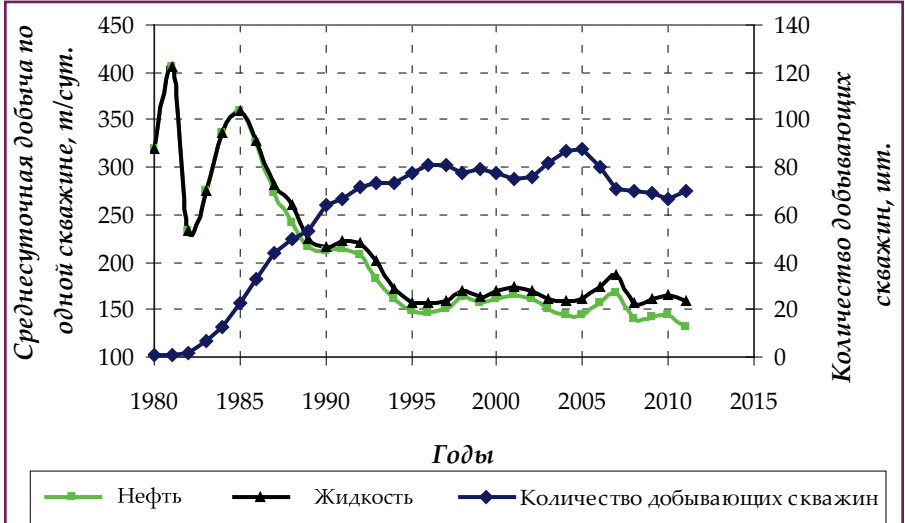


Рис.2. Динамика изменения среднесуточной добычи приходящейся на одну скважину

ленные расчеты с учетом многих факторов, влияющих на выбор и обоснование оптимальных систем разработки, различных геологических мероприятий, способов воздействия на пласт. Гидродинамическое моделирование месторождений является очень важным средством для проведения всех этих расчетов более точными и оперативными [4, 5]. Моделирование месторождений важно не только в целях экономии времени и точности прогнозирования, но и для более углубленного понимания строения коллектора месторождения, ёмкостно-фильтрационных параметров и фильтрационных свойств флюидов, контроля изменения этих параметров в процессе разработки.

При классическом подходе расчеты ведутся по усредненным параметрам, так как невозможно учесть динамику изменения параметров, влияющих на показатели разработки. Используя возможности современных программ при моделировании, месторождение можно разделить на миллионы малых ячеек. Это позволяет, применяя к каждой малой ячейке уравнения фильтрации, более детально изучить месторождение.

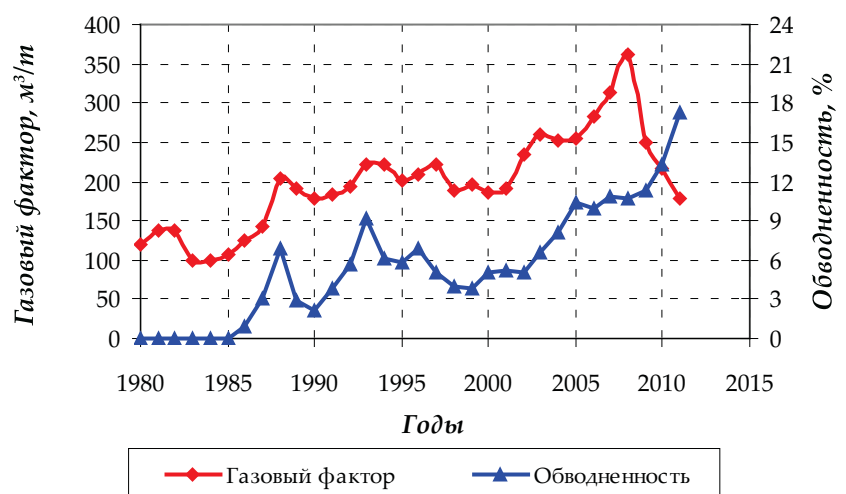


Рис.3. Динамика изменения газового фактора и обводнения продукции по годам

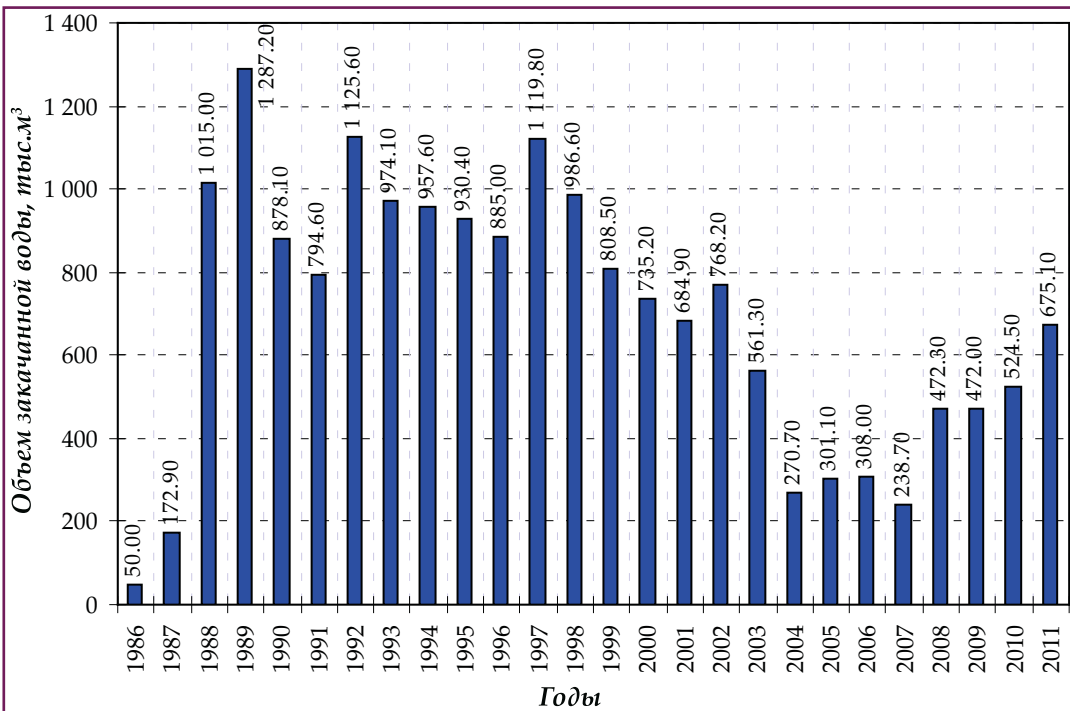


Рис.4. Объем закачанной воды в СП по годам с начала разработки

Моделирование углеводородных месторождений, в основном, состоит из двух этапов: статическое и динамическое моделирование.

К статической модели относится геологическая модель месторождения. Геологическая модель это каркас месторождения, разбитый на миллионы ячеек, где каждая ячейка содержит в себе все петрофизические и ёмкостно-фильтрационные параметры данного месторождения.

Динамическая модель это гидродинамическая модель месторождения. В гидродинамическую модель загружаются данные о трехмерной геологической модели, перфорации, добыче, воздействиях на пласт и другие динамические данные, после чего восстанавливается история разработки

и выполняется прогнозирование. Для моделирования процесса разработки СП месторождения "Гюнешли", в первую очередь была построена трехмерная геологическая модель, которая была разделена на 9 миллионов микроячеек, построены геологическая сетка (qgrid) и геологические кубы по параметрам пласта. Однако, построенный в геологической модели многомиллионный "qgrid" для проведения гидродинамических расчетов не применим, так как в гидродинамической модели наряду с определением зависимостей физико-химических и термодинамических свойств флюидов от давления, функций изменения фазовой проницаемости и др. в каждой ячейке решается уравнение фильтрации, что в свою очередь приводит к увеличению времени расчета. Поэтому производится масштабирование (upscaling) геологической модели при загрузке ее в гидродинамическую модель и более точная геологическая сетка заменяется на не менее точную (с большим размером ячеек) с числом ячеек в 71.1 тыс. гидродинамическую сетку.

В процессе этого геологическая модель, содержащая информацию о координатах скважин, альтитудах, инклинометриях, глубинах водонефтяного контакта, глубине кровли и подошвы пластов, кубы ёмкостно-фильтрационных параметров пластов, была загружена в гидродинамическую модель.

В дополнение к этой информации в гидродинамическую модель были загружены все даты и глубинные интервалы перфораций и цементных мостов (возврат, дополнение и т.д.) эксплуатационных и нагнетательных скважин, данные о добыче нефти, газа и воды, данные о закачке воды, зависимости физико-химических и термодинамических свойств флюидов.

Известно, что в процессе разработки пластовое давление посте-

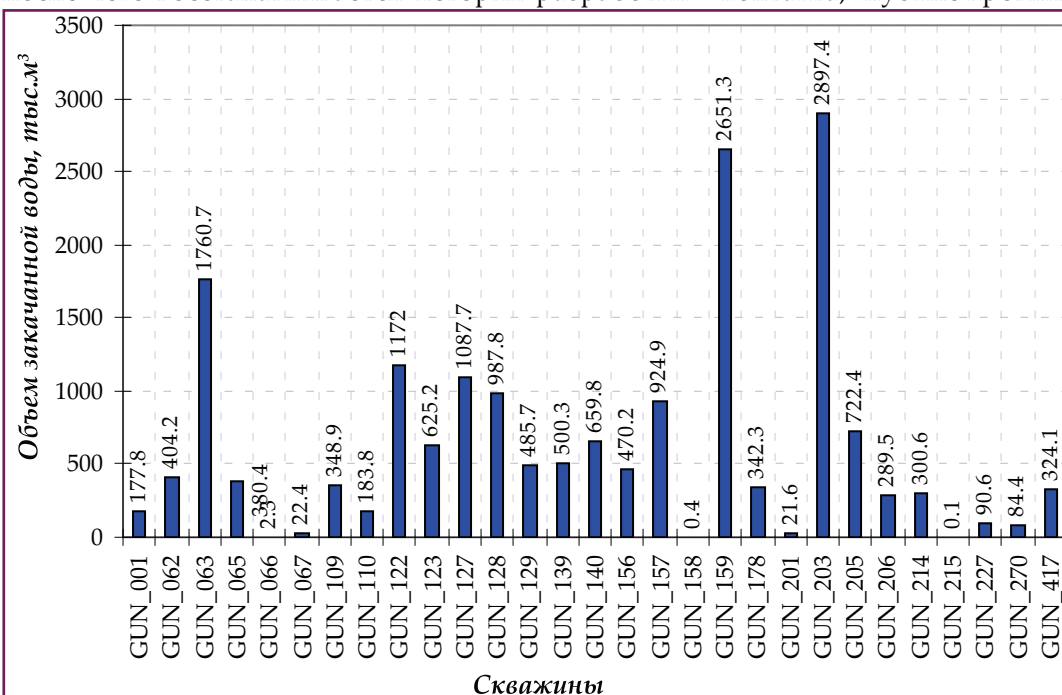
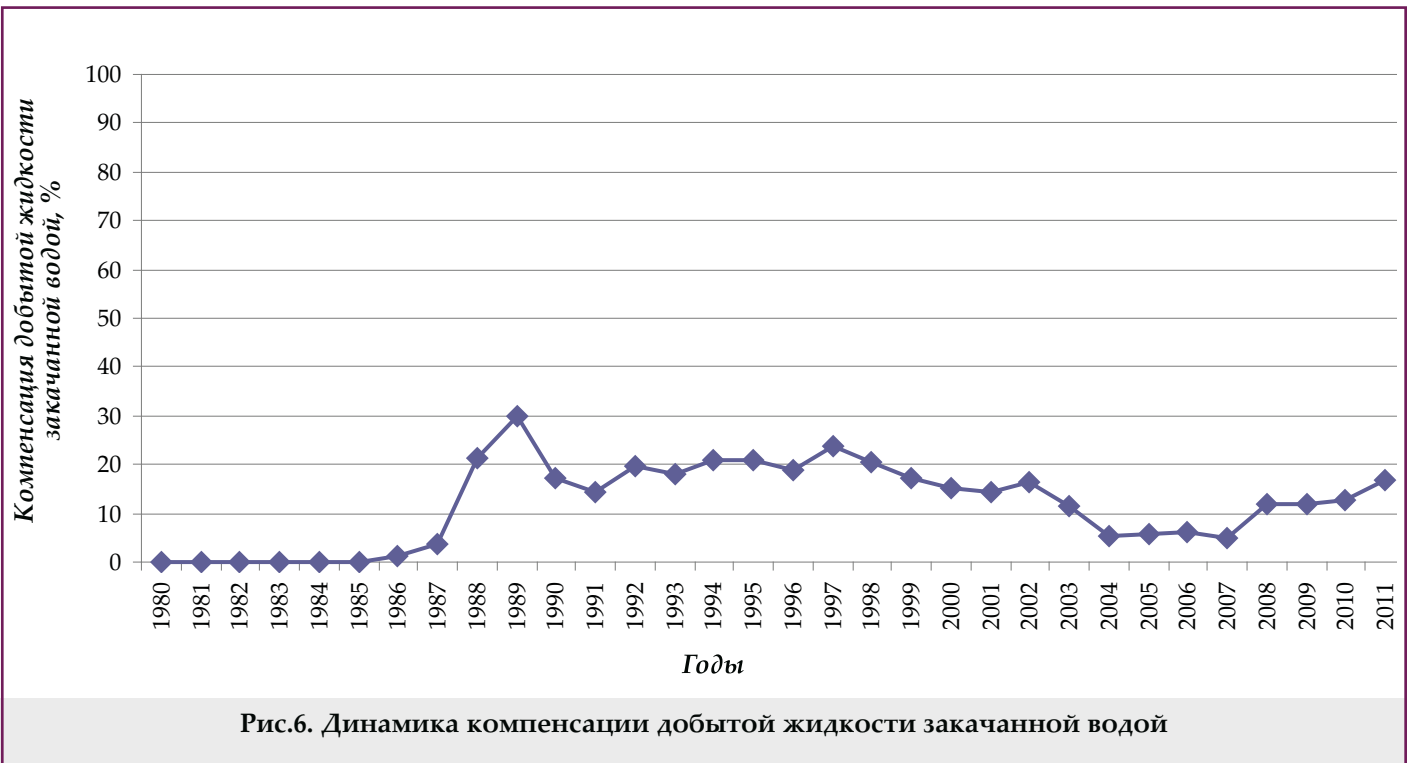


Рис.5. Объем закачанной воды в СП по скважинам с начала разработки



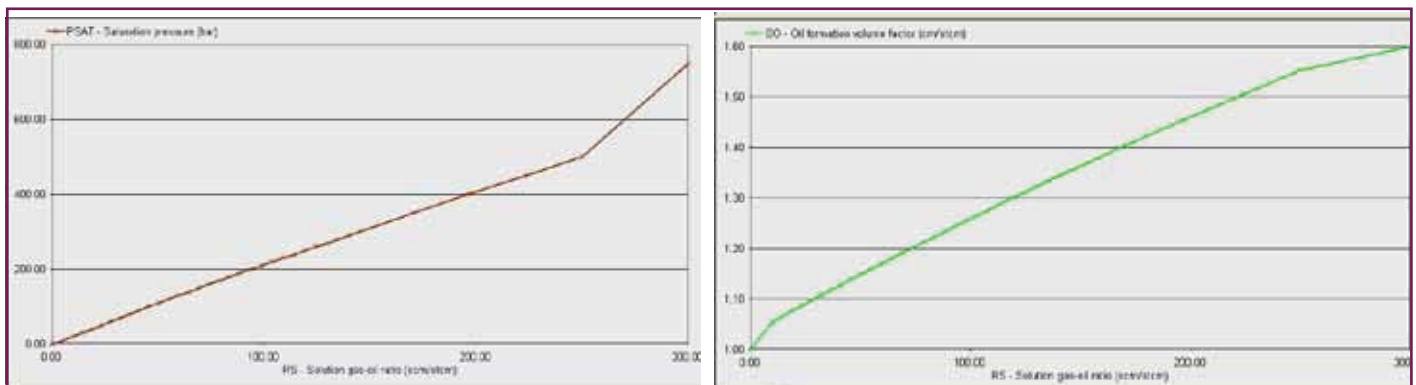
пенно снижается. Так как физико-химические и термодинамические свойства пластовой продукции зависят от давления, то изменение давления в процессе разработки становится причиной изменения термодинамических свойств. С другой стороны, расчеты проводимые в рамках гидродинамической модели проводятся не только соответственно значению начального пластового давления и начальным термодинамическим свойствам, но и в соответствии как со значением давления по времени, так и с термодинамическими свойствами пластовой продукции при этих давлениях. Эти данные определяются на основе PVT анализа пластовой продукции в лабораторных условиях. На рисунке 7 показаны графики зависимости термодинамических свойств продукции СП месторождения "Гюнешли" от давления.

После загрузки данных в гидродинамическую модель должен быть оценен балансовый запас. Продолжение процесса считается целесообразным, если полученное значение отличается от полученных в трехмерной геологической модели балансовых запасов не более чем на 10% [6]. Так как в гидродинамической модели СП эта разли-

ца была менее 10%, процесс был продолжен. На рисунке 8 дана трехмерная гидродинамическая модель соответствующая началу ввода СП в разработку.

Для построения гидродинамической модели и проведения расчетов, была выбрана универсальная модель "black oil", используемая для моделирования нефтяных месторождений. В этой модели принимается, что пластовый флюид состоит из нефти, газа и воды, а также то, что газ в пластовых условиях обладает способностью растворяться в нефти. Для проведения расчетов, была использована схема алгоритма IMPLICIT. Это неявная схема по давлению и коэффициенту насыщения. То есть, такое решение задачи позволяет определить непрерывное распределение давления и насыщения в любой момент времени [4, 5].

После этого была восстановлена история разработки, т.е. выполнен процесс адаптации параметров, входящих в новую модель, фактическими данными. Так как значения давления и данные по добыче считаются более точными и информативными, то адаптация именно этих параметров была взята за основу.



**Рис.7. Закономерности изменения термодинамических свойств продукции СП в зависимости от давления**



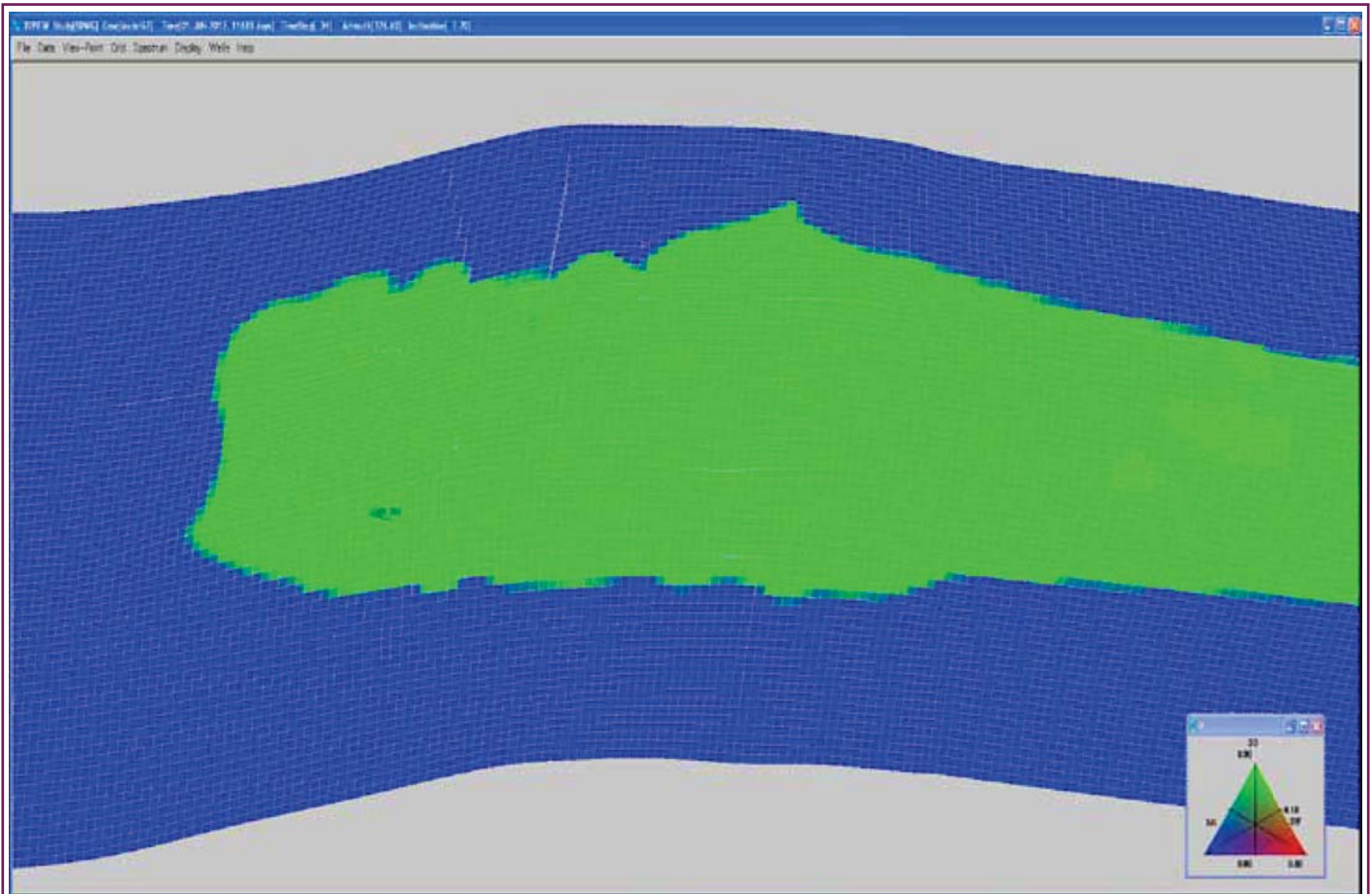


Рис.8. Трехмерная гидродинамическая модель соответствующая положению ввода СП в разработку

Самым важным параметром для полной адаптации гидродинамической модели являются значения относительной фазовой проницаемости. Значения этого параметра важны для точного представления протекающих процессов и прогнозирования показателей разработки. Значения относительной фазовой проницаемости для СП были получены на основе данных обработки керна. На рисунке 9 даны зависимости относительной фазовой проницаемости.

Процесс адаптации модели, т.е. совпадение фактических и расчетных значений, означает более точное представление процессов протекающих в пласте и непосредственно влияет на прогнозирование

показателей разработки. Для адаптации построенной модели были проведены более 100 вариантов расчета. На рисунке 10 приведены кривые адаптации гидродинамической модели по добыче, газовому фактору и степени обводненности продукции. На рисунке 11 дано представление водо-нефтяного контакта в соответствии с текущим состоянием процесса разработки СП.

Анализируя динамику продвижения водо-нефтяного контакта, по результатам гидродинамической модели, можно отметить, что в северном крыле горизонта оно очень слабое. И это обусловлено наличием двойного геологического разрыва в этой части. Однако, в южном и юго-западном

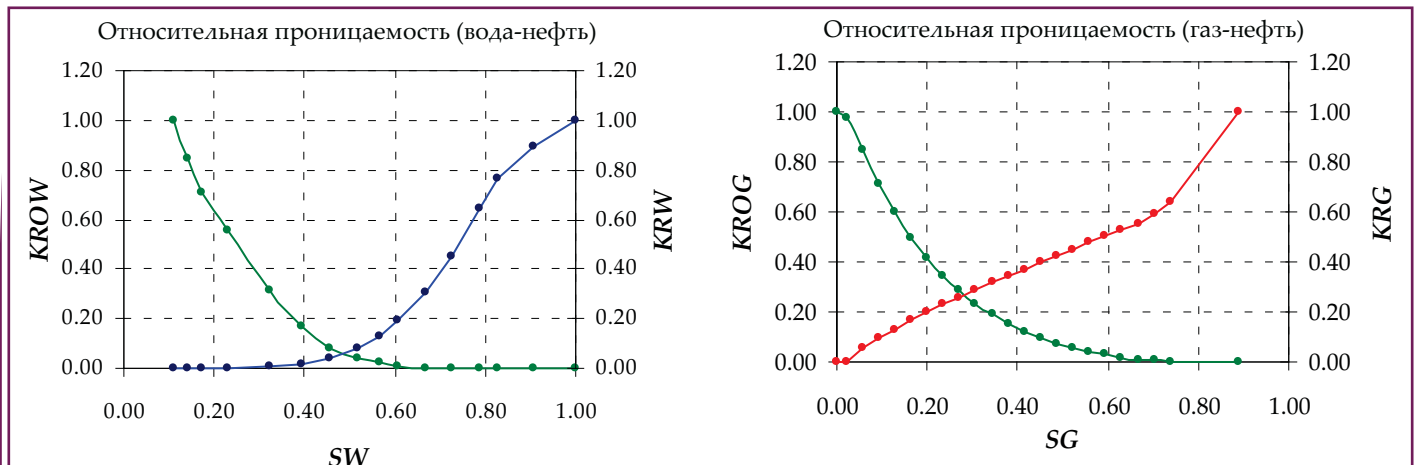
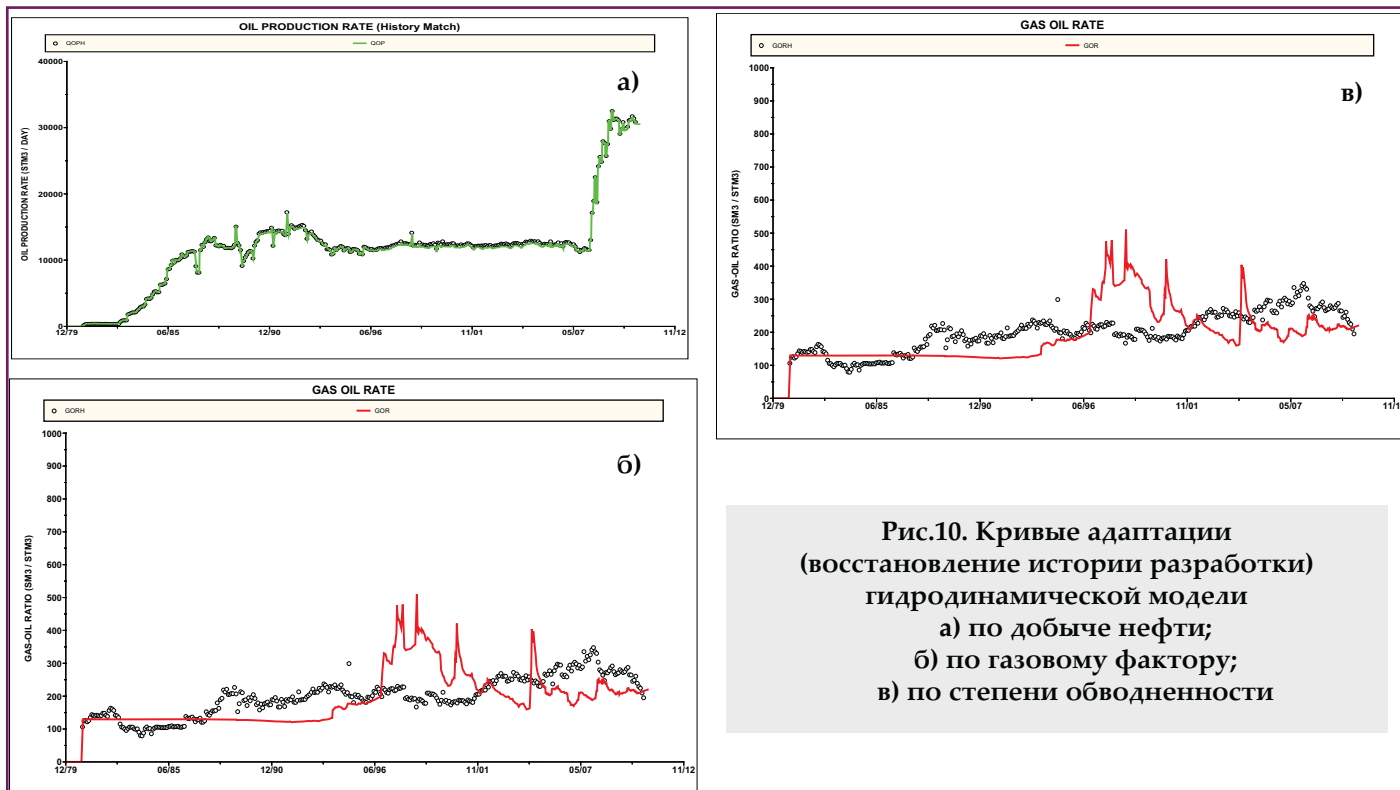
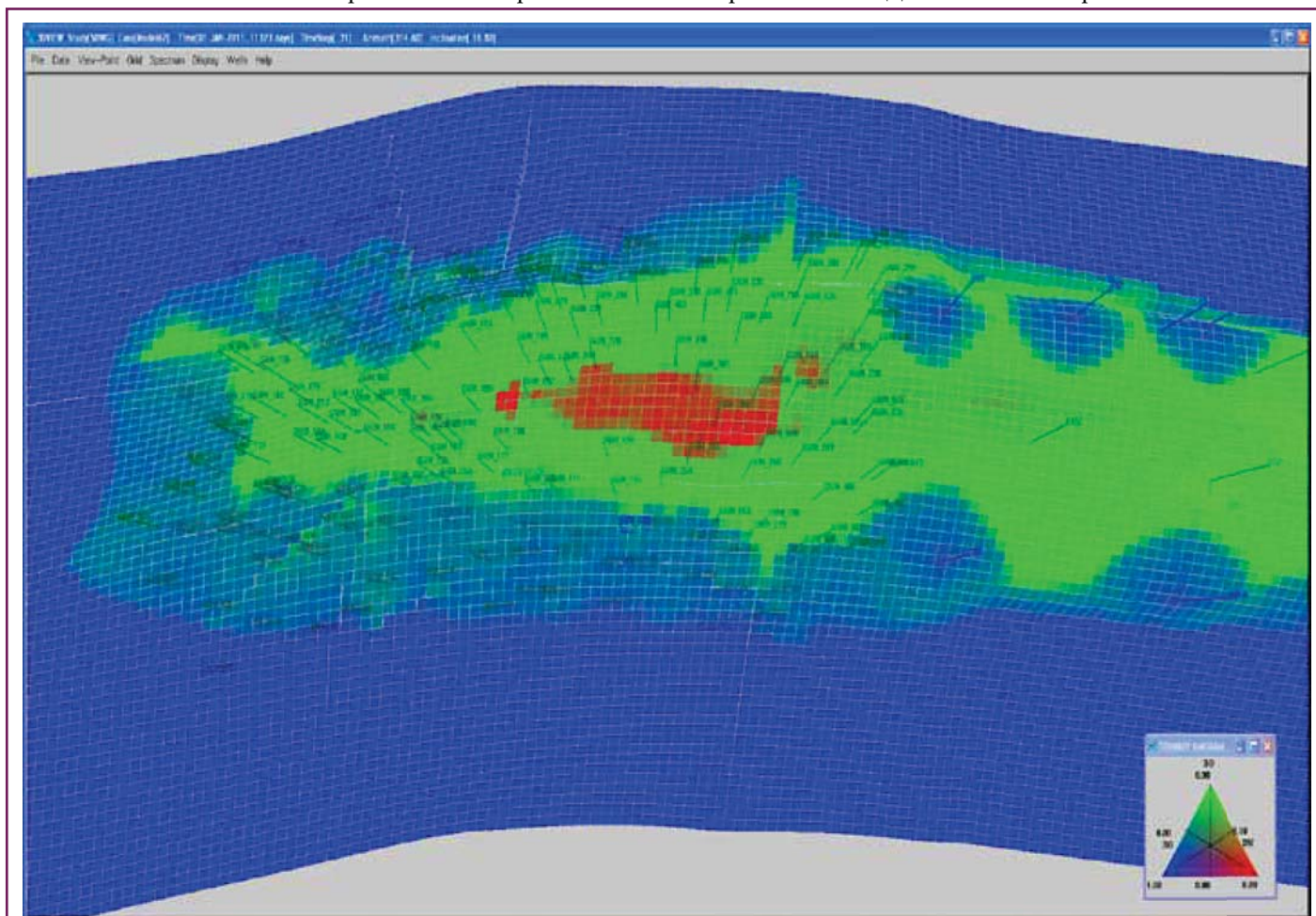


Рис.9. Зависимости относительных фазовых проницаемостей для СП

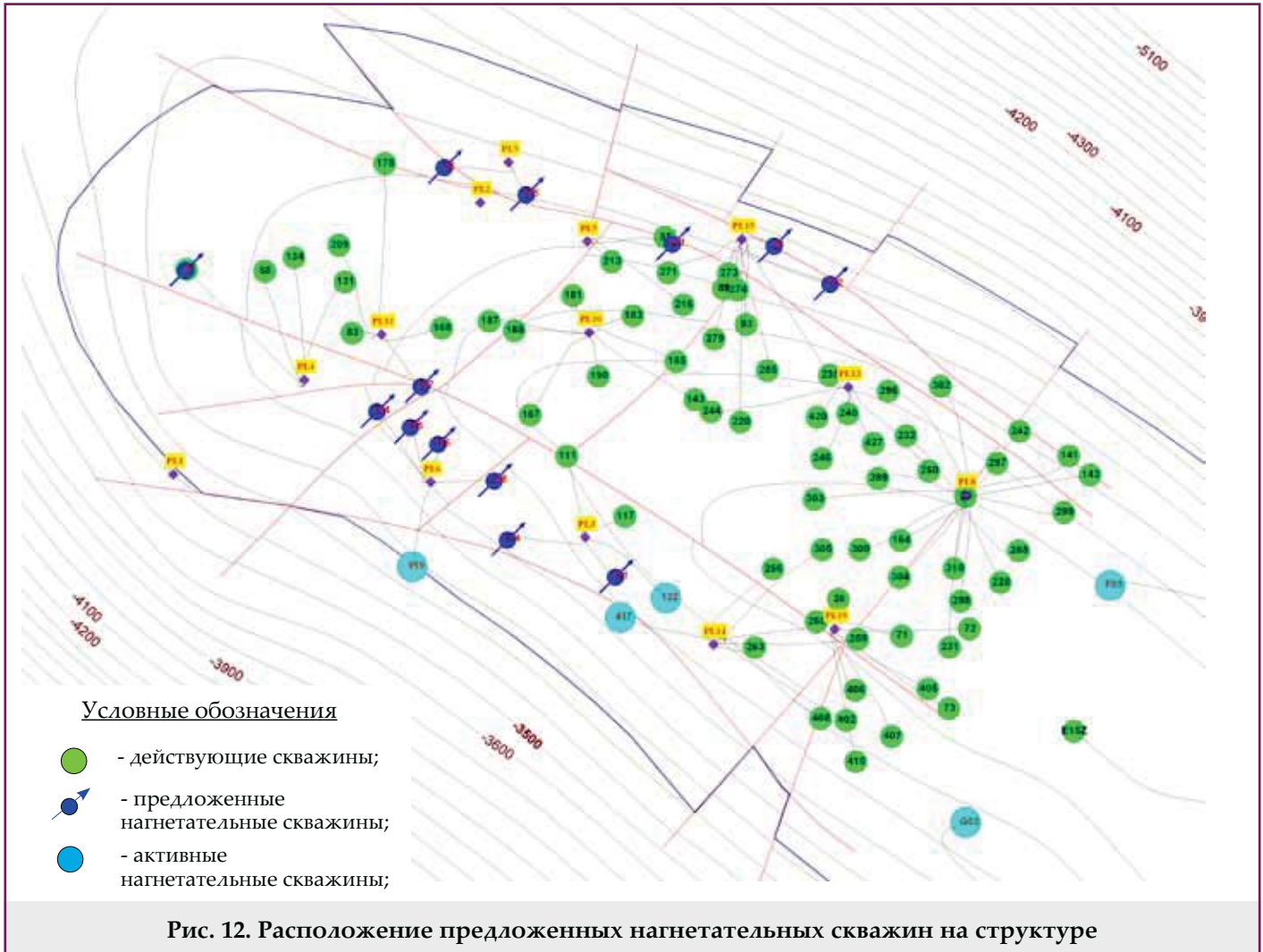


направлении горизонта движение контурных вод очень активно. При выборе новых нагнетательных скважин для интенсификации процесса закачки в СП, с учетом беспрепятственного движения водонефтяного контакта, целесообразнее выбрать южное и юго-западное крылья месторождения.

Основываясь на текущем состоянии водонефтяного контакта, полученного из гидродинамической модели, для закачки воды в СП были выбраны несколько эксплуатационных скважин расположенных на южном, юго-западном и северном направлениях. Данные о выбранных скважинах







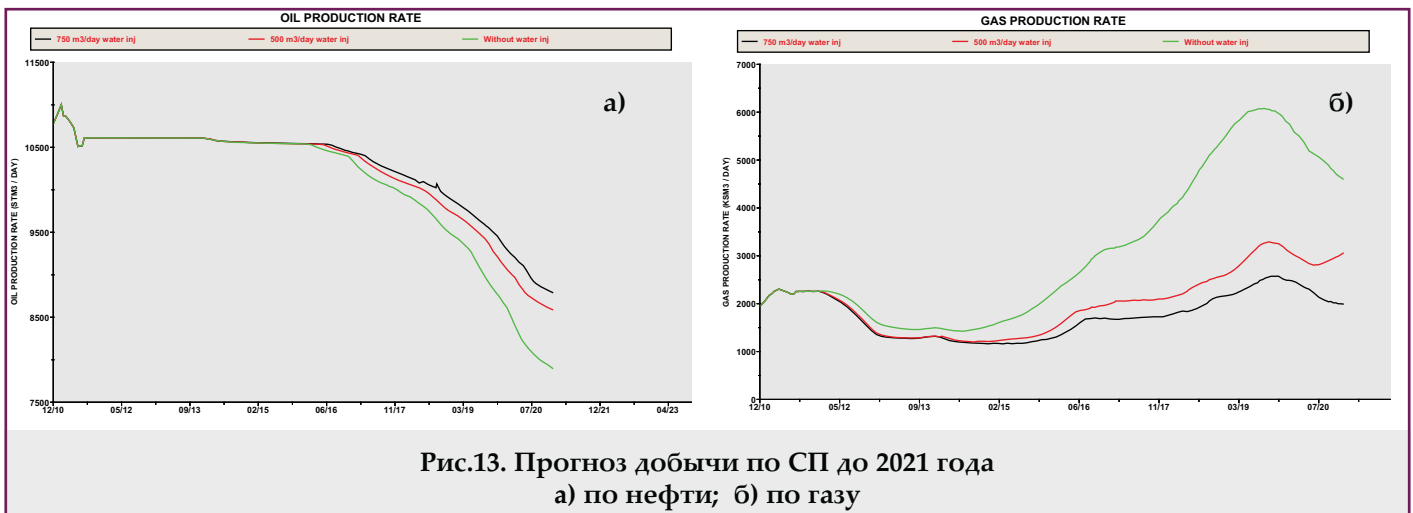
приведены в таблице. На рисунке 12 показано расположение выбранных нагнетательных скважин на структуре. Проанализированы связи между предложенными нагнетательными и эксплуатационными скважинами, расположенными на участке воздействия, а также коррелированы каротажные диаграммы этих скважин.

Как видно из таблицы, в настоящее время из предложенных нагнетательных скважин только скв.67 работает на СП, остальные 11 скважин несмотря на то, что ранее работали на СП, по разным причинам были возвращены в верхние горизонты, а 7 скважин находятся в бездействующем фонде.

Анализ данных по добыче действующих сква-

жин показал, что добыча нефти по скважинам очень мала, степень обводненности продукции высока, а в некоторых скважинах очень высокий газовый фактор.

В гидродинамической модели, с учетом всех факторов и нагнетания в каждую выбранную скважину от 500 до 750 м<sup>3</sup>/сут воды, были произведены расчеты, спрогнозированы показатели разработки и были сопоставлены с показателями разработки без нагнетания. Прогноз добычи нефти и газа по СП до 2021 года - уменьшение добычи газа, в результате увеличения закачки воды с 500 до 750 м<sup>3</sup>/сут (в зависимости от этого и газового фактора), ясно виден на рисунке 13.



Таблица

## Сведения о предложенных нагнетательных скважинах

№№ пп	Скважины	Текущий горизонт	Дебит в настоящее время			Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	Завод- нение, %
			Нефть, т/сут	Газ, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Вода, т/сут		
1	GUN_067	СП	18	9231	66	560	78
2	GUN_092	не работает	-	-	-	-	-
3	GUN_098	IX	5	5000	10	1000	67
4	GUN_114	IX	13	13187	7	999	34
5	GUN_121	не работает	-	-	-	-	-
6	GUN_144	IX	1	0	0	0	0
7	GUN_145	не работает	-	-	-	-	-
8	GUN_146	не работает	-	-	-	-	-
9	GUN_148	IX	11	5282	20	454	63
10	GUN_205	не работает	-	-	-	-	-
11	GUN_207	IX	5	8400	0	1500	0
12	GUN_221	не работает	-	-	-	-	-
13	GUN_282	не работает	-	-	-	-	-

На рисунке 14 представлено спрогнозированное положение водо-нефтяного контакта на январь 2021 г.

В настоящее время с СП добывается в среднем 330 тыс.т жидкости в месяц. Для поддержания указанного темпа добычи и сокращения темпа падения среднепластового давления необходима закачка в пласт указанного объема воды. С учетом преимуществы пласта и мощности нагнетательных

агрегатов, для нагнетания в каждую скважину в среднем 750-800 м<sup>3</sup>/сут воды и поддержания среднего пластового давления требуется 14-15 нагнетательных скважин. Доведя, с учетом предложенных 13 скважин, количество нагнетательных скважин на СП до 16 можно полностью компенсировать добываемую жидкость закачиваемой водой и максимально снизить темп падения добычи.

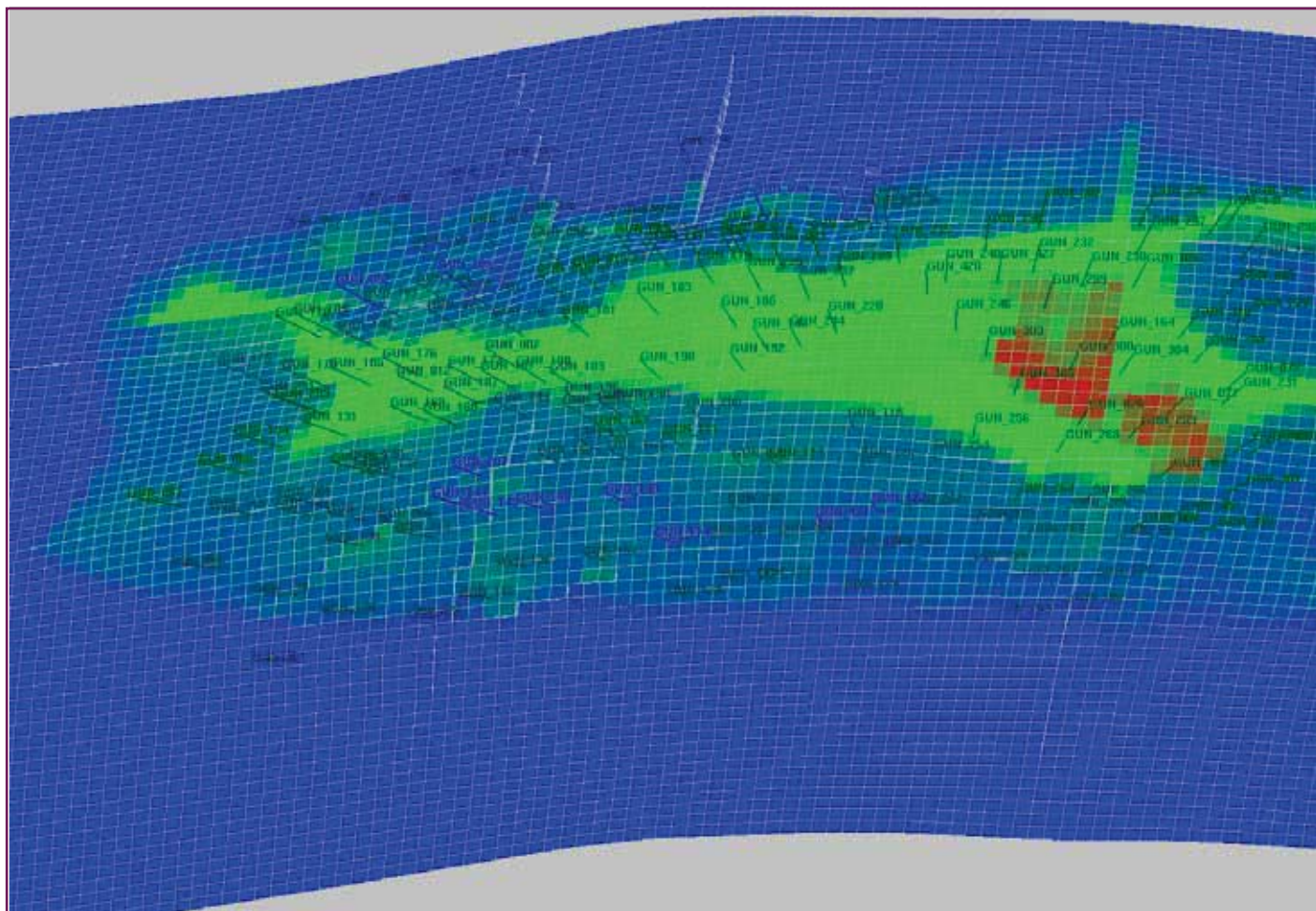


Рис.14. Прогнозируемое состояние водонефтяного контакта на январь 2021 года



### Литература

1. А.В.Афанасьева, А.Т.Горбунов, И.Н.Шустеф. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. М.: Недра, 1975.  
(A.V.Afanas'yeva, A.T.Gorbunov, I.N.Shustef. Zavodnenie neftyanykh mestorojdeniy pri vysokich davlenijach nagnetaniya. M.: Nedra, 1975.)
2. В.С.Ковалев, В.М.Житомирский. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. М.: Недра, 1976.  
(V.S.Kovalev, V.M.Zhitomirskiy. Prognoz razrabotki neftyanykh mestorojdeniy I effektivnost sistem zavodneniya. M.: Nedra, 1976.)
3. Г.П.Уиллхайт. Заводнение пластов. М.: ИКИ, 2009.  
(G.P.Willhite. Waterflooding. M.: ICS, 2009)
4. Х.Азиз, Э.Сеттари. Математическое моделирование пластовых систем. М.: ИКИ, 2004.  
(Kh.Aziz, A.Settari. Petroleum reservoir simulation. M.: ICS, 2004)
5. Р.Д.Каневская. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.: ИКИ, 2002.  
(R.D.Kanevskaya. Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposit development. M.: ICS, 2002)
6. К.Е.Закревский, Д.М.Маисюк, В.Р.Сыртланов. Оценка качества 3D моделей. М.: ООО "ИПЦ Маска", 2008.  
(K.E.Zakrevskiy, D.M.Maysuk, V.R.Syrtlanov. A quality estimation 3D models. M.: ООО "IPC Maska", 2008)

### Investigation of water injection stimulation based on development process simulation at "Guneshli" field

V.J.Abdullayev

("OilGasScientificResearchProject" Institute)

#### Abstract

The "Interruption" Suite is the main reservoir unit in the "Guneshli" field. It is essential to stimulate the water injection process in order to enhance oil production, to ensure uniform movement of water-oil contact and to prevent reservoir pressure decline reducing production rates. Implementation of water injection involves enormous expenses therefore it is important to predict its outcomes. The development process of the "Interruption" Suite has been modelled using a modern software applications. As a consequence, new well locations have been proposed for stimulating water injection processes and an optimal volume of water to be injected has been estimated. The impact of water injection on development parameters has been predicted as a result of hydrodynamic calculations and the effectiveness of the process has been established.

### "Günəşli" yatağının işlənmə prosesinin modelləşdirilməsi əsasında suvurmanın intensivləşdirilməsinin tədqiqi

V.C.Abdullayev

("Neftqazemitədqiqatlayihə" İnstitutu)

#### Xülasə

"Fasilə" lay dəstəsi "Günəşli" yatağının əsas məhsuldar horizontudur. Neft hasilatını artırmaq, su-neft konturunun bərabər hərəkətini təmin etmək və lay təzyiqinin düşmə tempini azaltmaq məqsədilə suvurma prosesinin intensivləşdirilməsi vacibdir. Suvurma prosesinin həyata keçirilməsi digər geoloji-texniki tədbirlər kimi xeyli vəsait tələb edir və onun əsas göstəricilərinin proqnozlaşdırılması məqsədi ilə prosesin əvvəlcədən hidrodinamiki modelləşdirilməsi mühüm əhəmiyyət kəsb edir. Müasir proqram vasitələrindən istifadə etməklə "Günəşli" yatağı "Fasilə" lay dəstəsinin işlənmə prosesi modelləşdirilmiş, suvurma prosesinin intensivləşdirilməsi üçün yeni suvurucu quyular təklif olunmuş, vurulacaq suyun optimal həcmi müəyyənləşdirilmişdir. Aparılmış hidrodinamiki hesablamalar nəticəsində suvurmanın işlənmə göstəricilərinə təsiri proqnozlaşdırılmış, nəticələr su vurulmadan aparılan işlənmə göstəriciləri ilə müqayisə olunmuş, prosesin səmərəliliyi göstərilmişdir.