

ПОИСК АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КОРОБКОВСКОМ УЧАСТКЕ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

В работе кратко приведена характеристика текущего состояния разработки Коробковского участка Бавлинского месторождения. Показаны этапы построения геолого-технологической модели. С использованием модели проведены исследования по влиянию изменения фильтрационных потоков от закачки воды на эффективность эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием. Показано, что контроль за изменением фильтрационных потоков и линий тока воды позволит оперировать степенью обводнения эксплуатационных скважин.

Ключевые слова: скважины с горизонтальным окончанием, геолого-технологическая модель, фильтрационные потоки, линии тока, элемент системы разработки, обводненность продукции, коэффициент нефтеизвлечения.

1. Краткое описание геологического строения Коробковского участка

К основным продуктивным объектам на Коробковском участке относятся карбонатные отложения верхнетурнейского подъяруса (кизеловский горизонт) нижнего карбона. Общая толщина объекта разработки в целом по месторождению составляет 21,4 м, по блокам средние значения изменяются в пределах от 20,6 м до 23,3 м. Общая нефтенасыщенная толщина соответственно равна 18,6 м при изменении средних значений по блокам в пределах от 16,0 м до 20,5 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по участкам колеблется от 5,3 м до 8,5 м и в среднем по месторождению составляет 7,0 м. Доля коллекторов в разрезе объекта изменяется в пределах от 0,268 доли ед. до 0,435 д.ед. и в среднем составляет 0,369 д.ед. Расчле-

ненность разреза невысокая и в среднем не превышает 1,548 д.ед., при этом в отдельных скважинах по данным ГИС выделяется до 8 прослоев продуктивных коллекторов. Толщина плотных прослоев карбонатов между прослоями коллекторов пластов ВС и НС изменяется в пределах от 0,4 м до 15,2 м и в среднем составляет 5,5 м.

2. Текущее состояние разработки Коробковского участка

Наиболее разбуренным, как вертикальными, так и горизонтальными скважинами, на кизеловском объекте является 6 блок. На долю Коробковского участка приходится 53% горизонтальных скважин, пробуренных на месторождении.

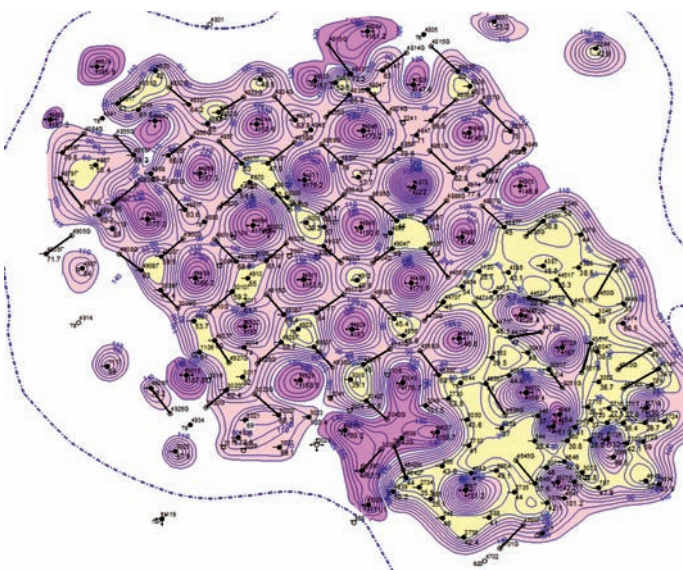


Рис. 1. Карта равных пластовых давлений по Коробковскому участку.

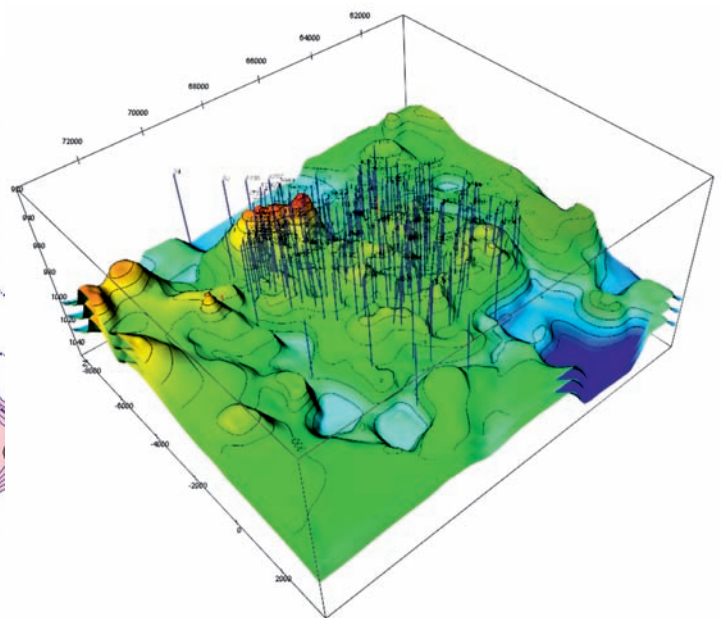


Рис. 2. Структурно-стратиграфическая модель кизеловских отложений Коробковского участка.

В середине 80-х годов участок введен в эксплуатацию с началом опытно-промышленных работ в районе скважин №№ 859,897,2715. Согласно проекту разработки 1994 года на кизеловский горизонт Коробковского участка, было запроектировано бурение 175 скважин (в т.ч. 41 горизонтальной), с учетом пробуренных поисковых и разведочных скважин. Проектные скважины были размещены по сетке 300×300м с заменой некоторой части вертикальных скважин на горизонтальные. Горизонтальные стволы были направлены веерообразно от куста. Поддержание пластового давления проектировалось путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные в нагнетательных рядах, которые чередуются через три ряда добывающих скважин. В процессе разбуривания Коробковского участка выявилось, что при проектном расположении скважин на некоторых участках создается ситуация невозможности соблюдения принципа бурения горизонтального ствола «от известного к неизвестному», так как практически все проектные скважины некоторых кустов горизонтальные. Кроме того, при таком разбуривании создается значительная экологическая нагрузка на куст.

Текущие балансовые/извлекаемые запасы нефти Коробковского участка составляют 21378 / 4275 тыс.т при утвержденном коэффициенте нефтеизвлечения, равном 0,200 д.ед. По участку на 1.01.2013 г. отобрано 279 тыс.т нефти, что составляет 56% от начальных извлекаемых запасов (от текущих извлекаемых запасов 13%) при темпе отбора 6,5%. Обводненность продукции составила 9%. Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 54,5 атм. (Рис. 1).

Фонд скважин на участке 135 единиц, в т.ч. 97 добывающих и 38 нагнетательных. Средний дебит 1 скважины по жидкости и нефти составил 6,1 т/сут и 5 т/сут, соответственно.

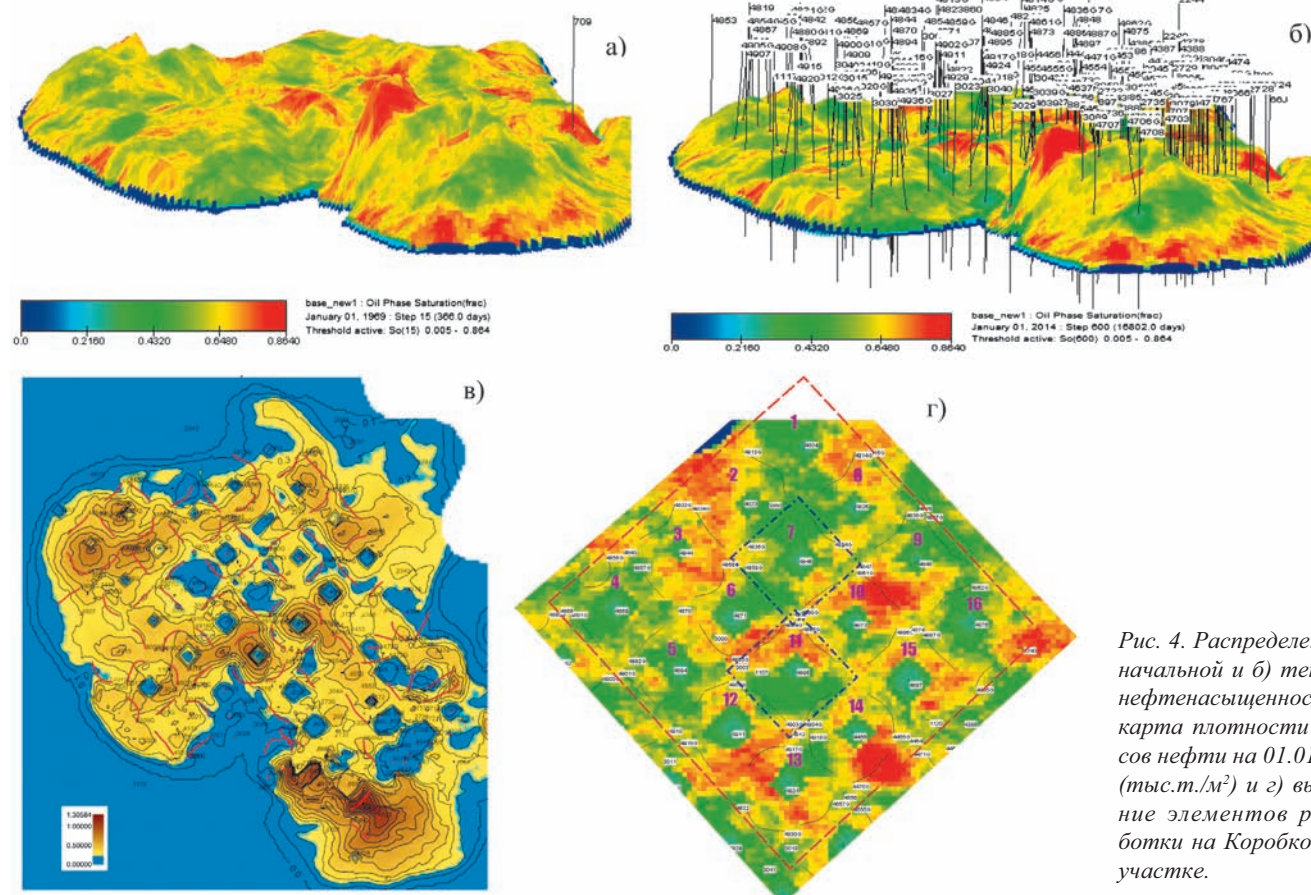


Рис. 4. Распределение а) начальной и б) текущей нефтенасыщенности, в) карта плотности запасов нефти на 01.01.2013 (тыс.т./м²) и г) выделение элементов разработки на Коробковском участке.

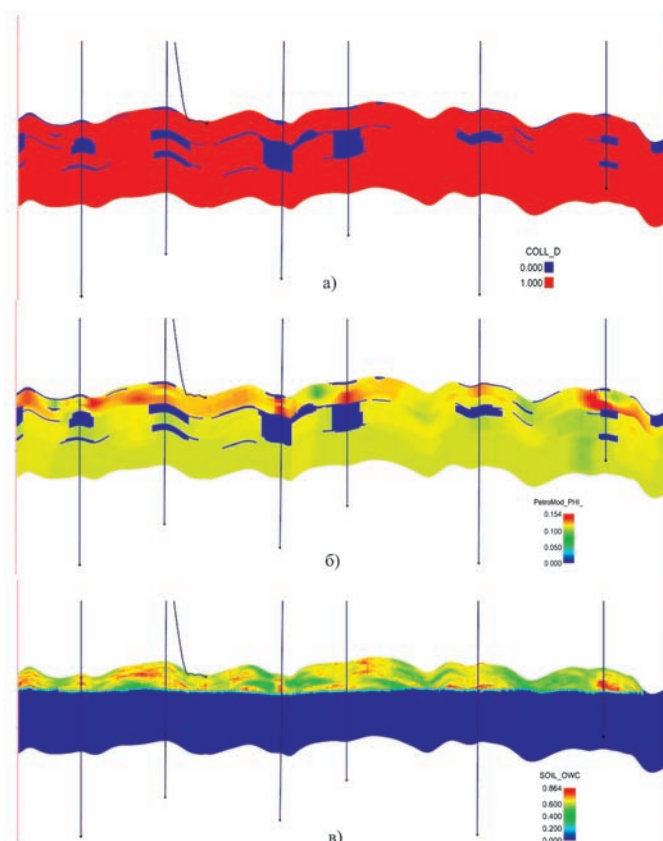


Рис. 3. Схематический профиль распределения а) дискретного параметра «коллектор-неколлектор» (1 – коллектор, 0 – неколлектор), б) параметра коэффициента пористости, в) параметра коэффициента начальной нефтенасыщенности в интервале кизеловского горизонта Коробковского участка.

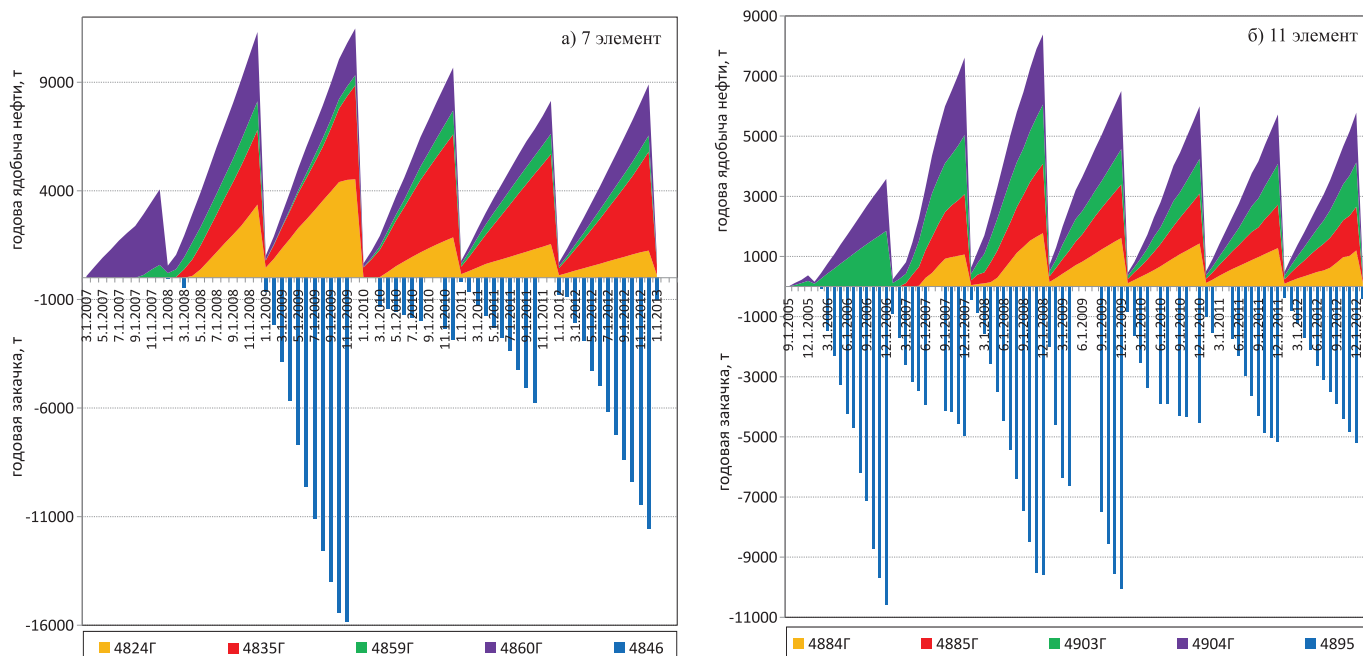


Рис. 5. Динамика годовой добычи нефти и циклической закачки воды по элементам. а) 7 элемент, б) 11 элемент.

Активное разбуривание участка с применением вертикальных (ВС) и скважин с горизонтальным окончанием (СГО) ведется с 2002 года по девятиточечной системе с нагнетательной скважиной в центре элемента. Расстояние от нагнетательной скважины до горизонтальной добывающей 450 м, до вертикальной угловой добывающей 635 м. Разбуривание залежи рекомендуется проводить в определенном порядке – в первую очередь осуществляется бурение скважин для межскважинной перекачки воды, а затем, после изучения геологических особенностей разбуриваемого элемента, начинается бурение нагнетательных скважин.

73% из всего фонда добывающих скважин занимают СГО, что составляет 71 единицу. Дебит жидкости и нефти

на 1 СГО составляет 7,1 т/сут и 6,8 т/сут, соответственно. Средняя обводненность СГО равняется 4,2%. Забойное давление СГО держится на уровне 40 атм.

3. Построение геолого-технологической модели Коробковского участка

Построение геологической, и на ее основе гидродинамической модели выполнялось в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения месторождения, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность и адекватность прогнозных расчетов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки

совместной системы разработки вертикальных (ВС) и СГО, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию.

Для геологического моделирования Коробковского участка Бавлинского нефтяного месторождения использовались два программных комплекса компаний Лендмарк и Роксар.

В качестве базовых поверхностей при построении структурного стратиграфического каркаса геологической модели кизеловских отложений рассматривались структурные поверхности подошвы продуктивного пласта $C_1b_1^3$ бобриковского горизонта и кровли продуктивных отложений кизеловского горизонта (Рис. 2).

Схематические профили распределения дискретного параметра «коллектор-неколлектор» (COLL_D), коэффициента пористости (параметр PHI_L), полученные в результате построения геологической модели, представлены на рис. 3а,б.

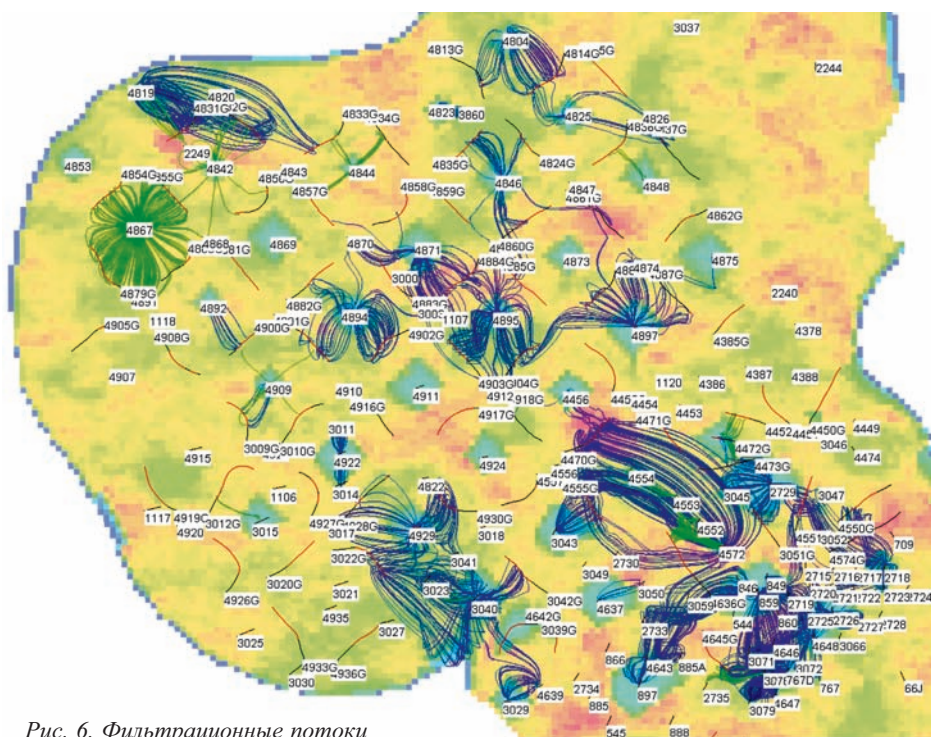


Рис. 6. Фильтрационные потоки движения нефти и воды на Коробковском участке.

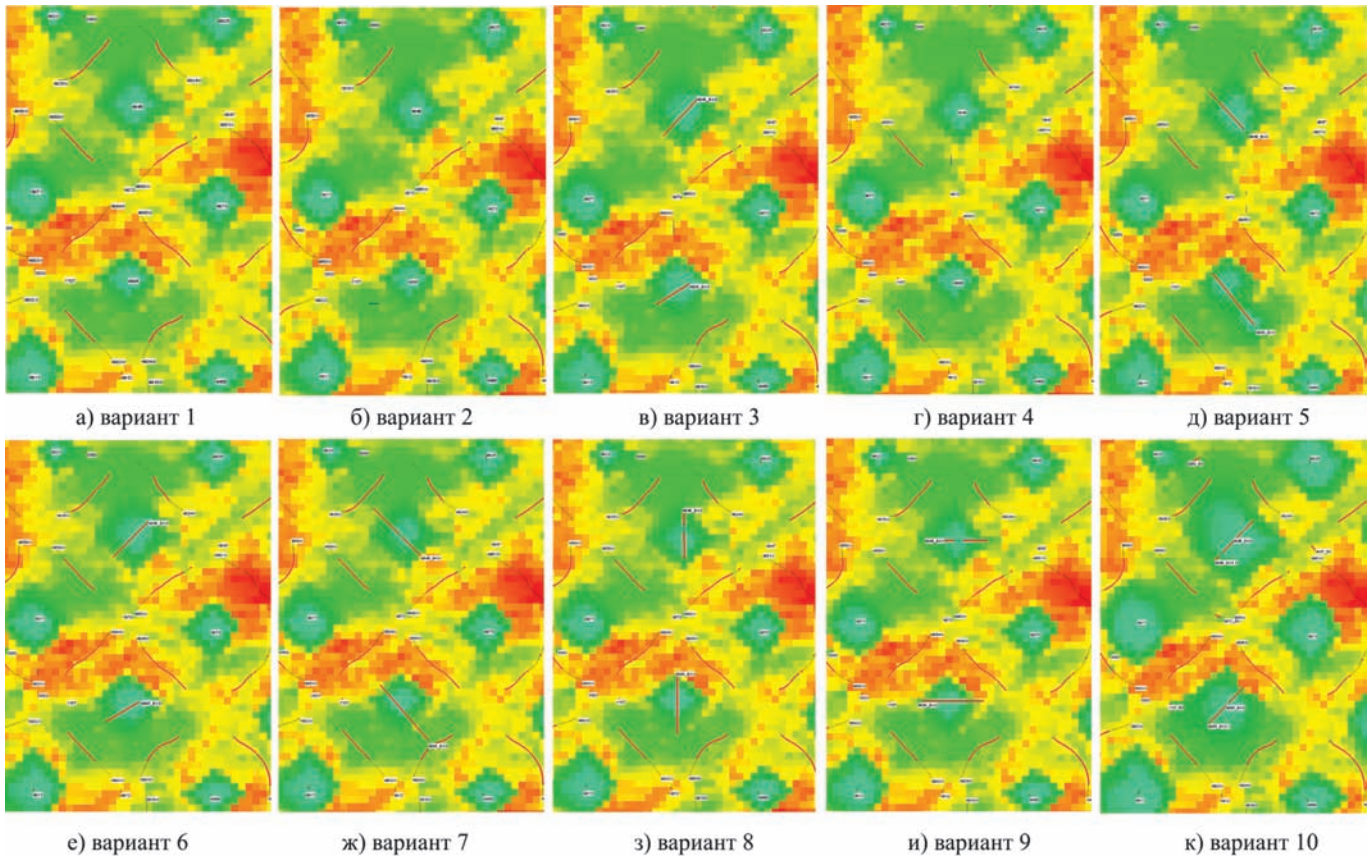


Рис. 7. Варианты размещения скважин в 7 и 11 элементах. А) вариант 1, Б) вариант 2, В) вариант 3, Г) вариант 4, Д) вариант 5, Е) вариант 6, Ж) вариант 7, З) вариант 8, И) вариант 9, К) вариант 10

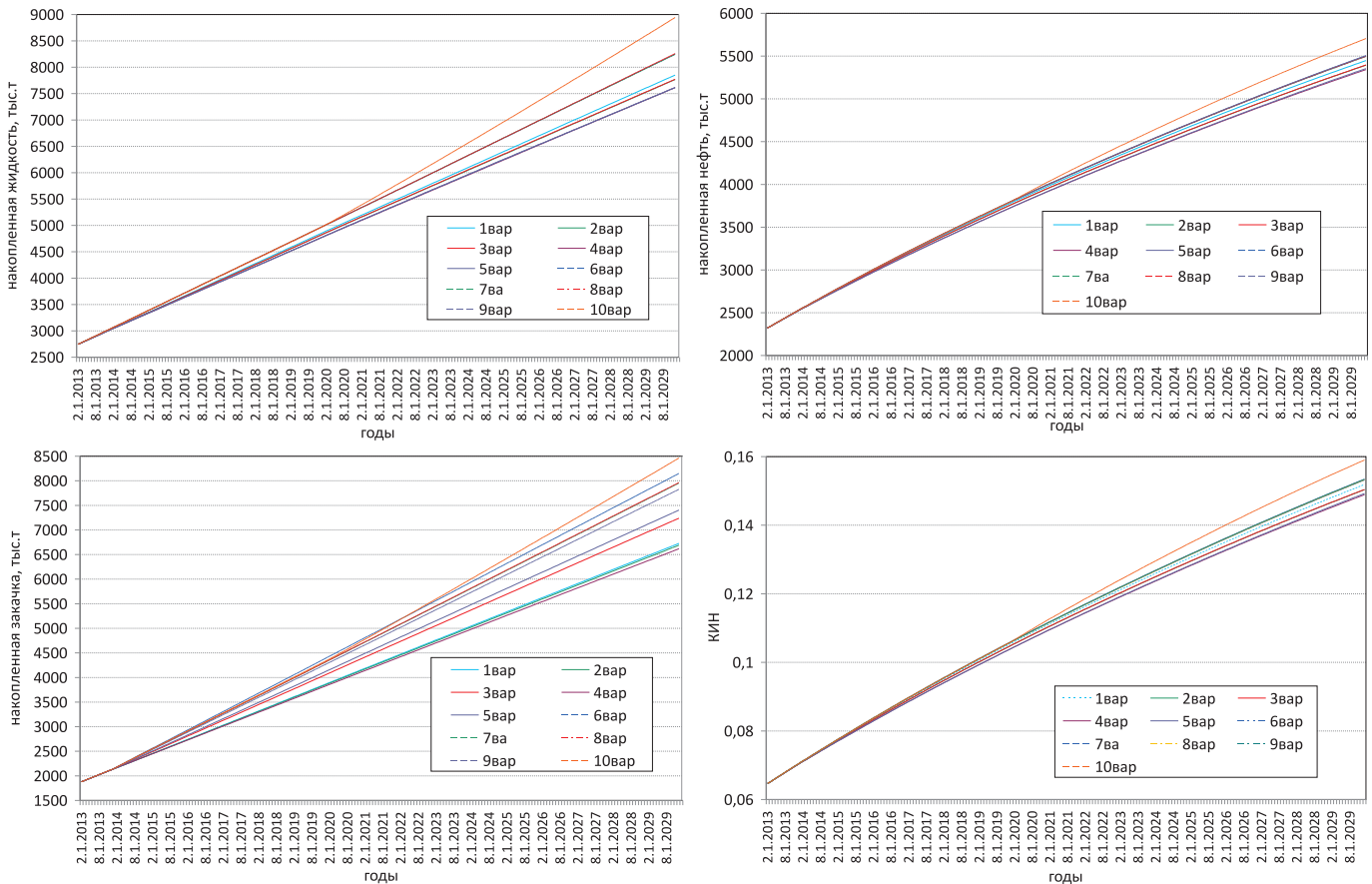


Рис. 8. Динамика накопленной добычи а) жидкости и б) нефти, в) накопленной закачки воды и г) КИН.

При расчете полей насыщенности использовались данные о контурах нефтеносности и зонах распространения коллекторов в виде полигонов, а также значения отметок водонефтяного контакта. Распределение параметра нефтенасыщенности в моделях нижнего карбона производилось петрофизическим моделированием. Схематический профиль распределения коэффициента начальной нефтенасыщенности (параметр SO) представлен на рис. 3в.

В ходе воспроизведения истории эксплуатации скважин Коробковского участка производилась корректировка кубов полей проницаемости по латерали для удовлетворительной сходимости дебитов жидкости, нефти и перераспределения фильтрационных потоков от нагнетательных скважин, относительных фазовых проницаемостей, интервалов перфорации и т.п. Минимальной корректировке подверглись максимальные забойные давления для нагнетательных скважин во избежание создания избыточного пластового давления.

Распределение начальной и текущей нефтенасыщенности по отложениям кизеловского горизонта Коробковского участка приведено на рис. 4а,б.

Карта плотности запасов нефти по отложениям кизеловского горизонта Коробковского участка на 01.01.2013 г. приведена на рис. 4в.

4. Выделение участка для исследований

Для исследований по изменению фильтрационных потоков, формируемых нагнетаемой водой, были выбраны два элемента пятиточечной системы разработки. Далее, с целью более детального исследования изменения фильтрационных потоков к условно-горизонтальным стволам (УГС) СГО, участок был расширен до 16 элементов (Рис. 4г).

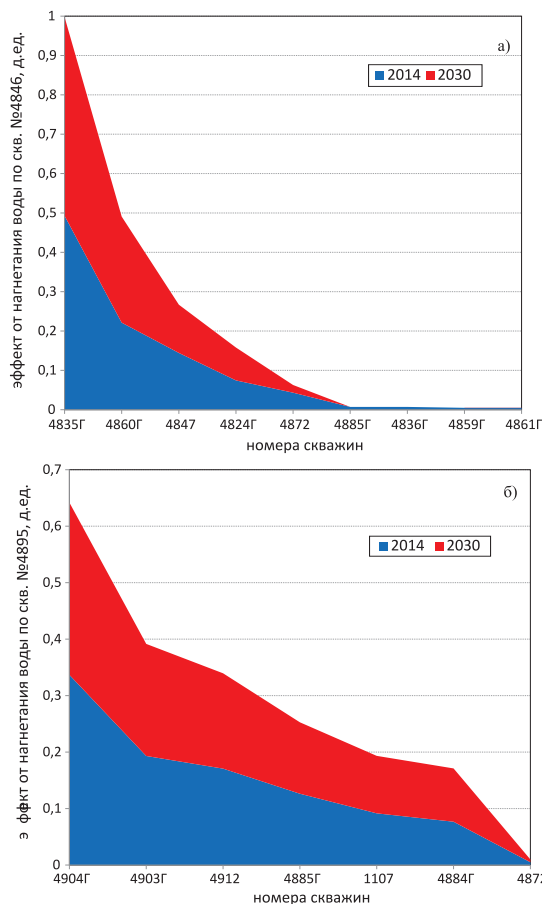


Рис. 10. Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин а) №4846 и б) 4895 к добывающим скважинам по I варианту.

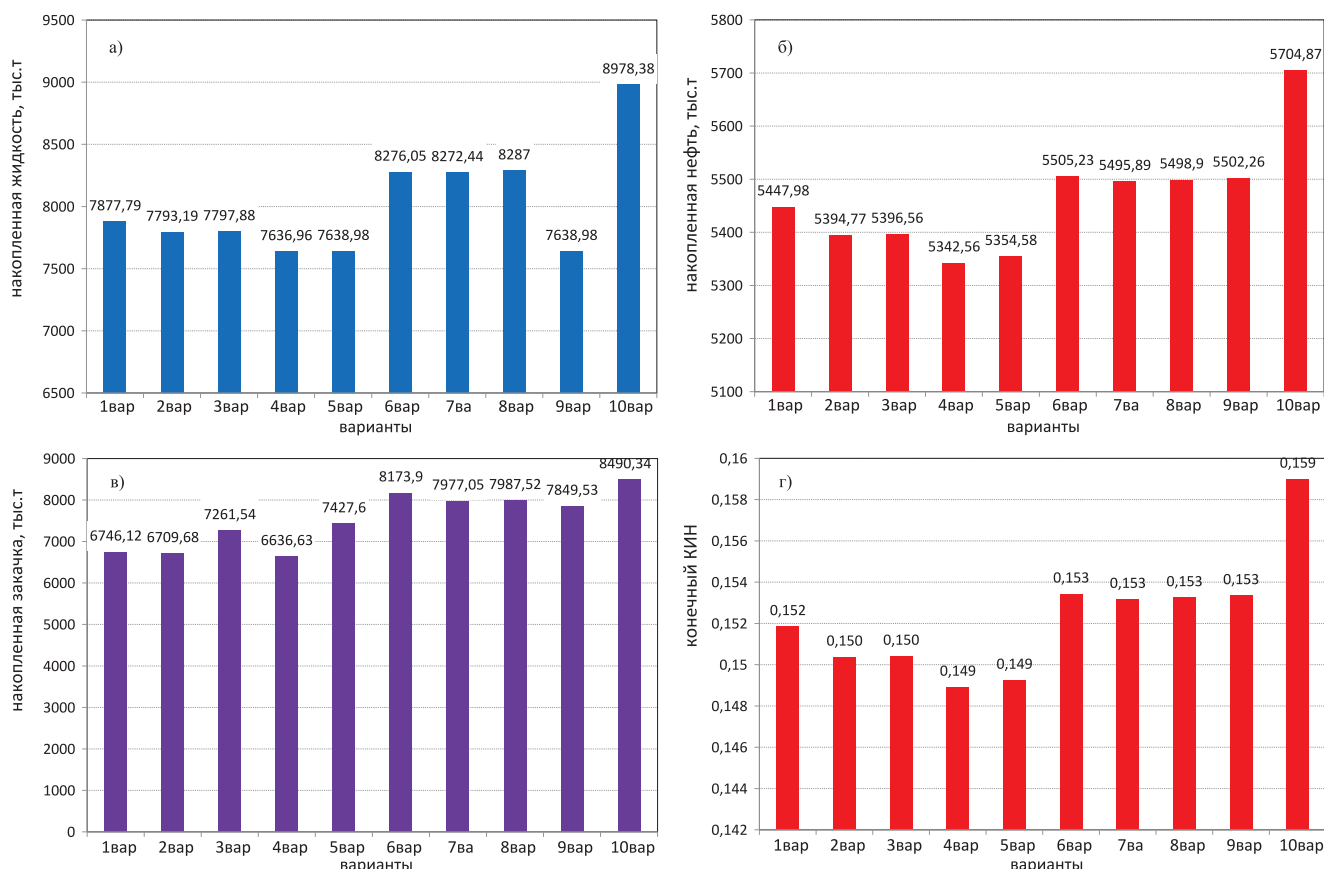


Рис. 9. Распределение накопленной добычи а) жидкости и б) нефти, в) накопленной закачки воды и г) КИН по вариантам.

Более подробнее остановимся на двух основных элементах. 7 элемент составляют 4 СГО с №№ 4824Г, 4635Г, 4859Г, 4860Г и нагнетательная скв. №4846, 11 элемент – 4 СГО с №№ 4884Г, 4885Г, 4903Г, 4904Г и нагнетательная скв. № 4895.

СГО 7 элемента (4824Г, 4835Г, 4859Г, 4860Г) были введены в эксплуатацию в 10.2007 – 04.2008 годы, причем скв. №№ 4824Г, 4835Г, 4860Г пробурены в режиме депрессии. Длина открытого условно-горизонтального ствола (УГС) СГО данного элемента меняется от 304 м до 370 м.

На 1.01.2013 г. по 7 элементу отобрано 54,5 тыс. т нефти со средней обводненностью 10%. Средний дебит по нефти данных СГО составляет 7,2 т/сут, среднее пластовое и забойное – 63 атм. и 49 атм., соответственно.

Через нагнетательную скв. №4846 закачано в пласт 37,5 тыс.м³ воды. Пластовое и забойное давления по скв. №4846 равны 130 атм. и 222 атм., соответственно. Динамика годовой добычи нефти и циклической закачки воды по СГО 7 элемента приведена на рис. 5а.

СГО 11 элемента (4884Г, 4885Г, 4903Г, 4904Г) были введены в эксплуатацию в 09.2005 – 05.2007 годы, причем скв. №№ 4885Г, 4903Г, 4904Г пробурены в режиме депрессии. Длина открытого условно-горизонтального ствола (УГС) СГО данного элемента меняется от 275 м до 390 м.

На 1.01.2013 г. по 11 элементу отобрано 44,5 тыс. т нефти со средней обводненностью 15,2%. Средний дебит по нефти данных СГО составляет 4,2 т/сут, среднее пластовое и забойное давление – 54 атм. и 36 атм., соответственно. Нагнетательной скв. №4895 закачано в пласт 50,5 тыс.м³ воды. Пластовое и забойное давления по скв. №4895 равны 218 атм. и 236 атм., соответственно. Динамика годовой

добычи нефти и циклической закачки воды по СГО 11 элемента приведена на рис. 5б.

Детальный анализ годовой добычи нефти по СГО и циклической закачки воды по рассматриваемым элементам показывает недостаточное влияние закачки на эффективность эксплуатации скважин. С продолжающим увеличением объема закачки компенсация отбора закачкой недостаточно велика и составляет в среднем 90-100%, при том, что средняя приемистость нагнетательных скважин составляет в среднем 45 м³/сут. Накопленный отбор жидкости компенсирован на 60,6% в 7 элементе и 103,1% – в 11 элементе, что явно недостаточно для эффективного вытеснения нефти.

Построенные карты фильтрационных потоков движения нефти и воды по Коробковскому участку и по рассматриваемым элементам подтверждают данное утверждение (Рис. 6).

5. Альтернативные варианты размещения скважин в элементах системы и показатели разработки Коробковского участка

С целью поиска альтернативного варианта по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на Коробковском участке Бавлинского месторождения были рассмотрены десять вариантов. Описание вариантов и схемы размещения скважин приведены в табл. 1 и на рис. 7а-д.

По всем выбранным вариантам прогнозные расчеты проводились до 2030 года.

Технологические показатели разработки на прогнозный период по Коробковскому участку представлены в виде графиков динамики накопленной добычи жидкости и нефти и КИН на рис. 8а-г.

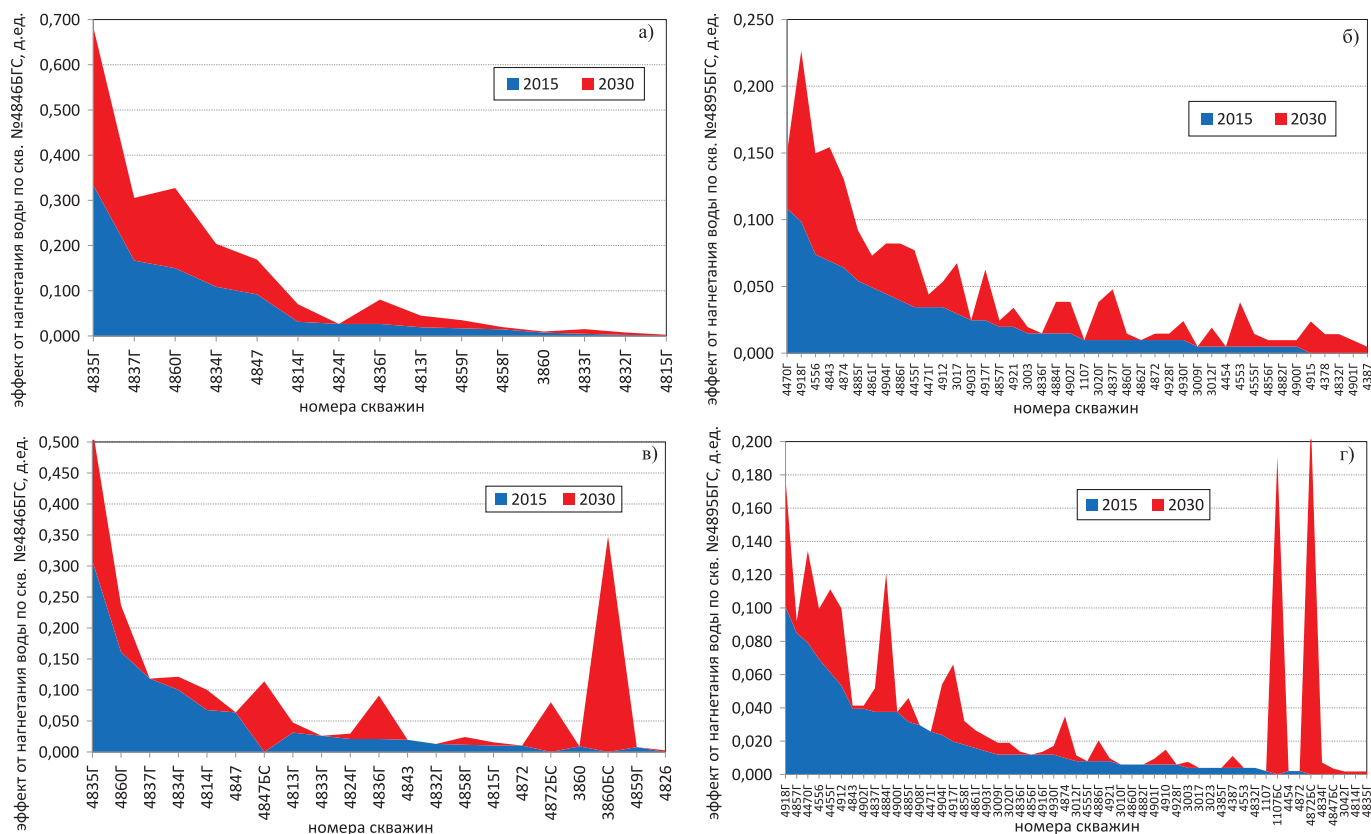


Рис. 11. Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин а)-в) №4846 и б)-г) 4895 к добывающим скважинам по б и 10 варианту.

Распределение накопленной добычи жидкости и нефти, накопленной закачки воды и КИН приведено на рис. 9а-г.

Анализ результатов технологических показателей разработки по участку показывает, что наиболее приемлемым является 10 вариант, по которому за 17 лет эксплуатации конечный КИН по Коробковскому участку достигает

наибольшее значение, равное 0,159 д.ед. По данному варианту за прогнозный период будет отобрано 5705 тыс. т нефти и 8978 тыс.т жидкости, при этом в пласт будет закачано 8490 тыс.т воды.

6. Оценка эффективности системы заводнения на элементах разработки Коробковского участка



Рис. 12. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам по вариантам.

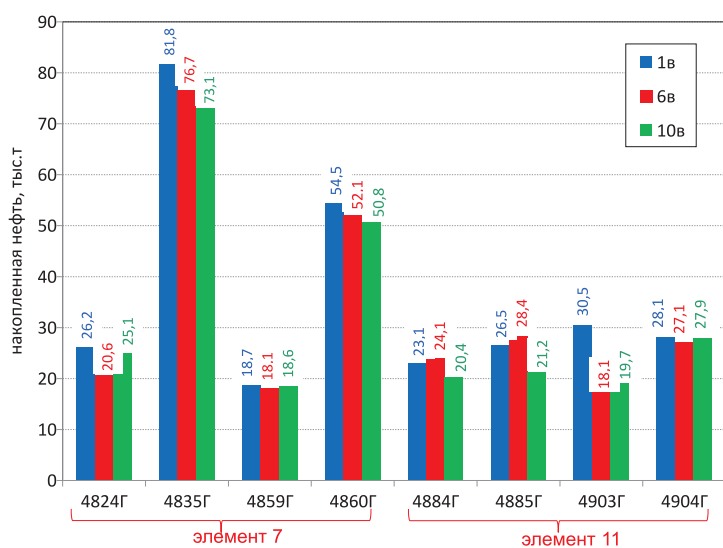


Рис. 13. Распределение накопленной добычи нефти по СГО 7 и 11 элемента.

С целью оценки эффективности применяемой системы заводнения на элементах остановимся более подробнее на трех рассмотренных вариантах разработки (1, 6 и 10 варианты).

Как было сказано выше, 1 вариант предусматривал разработку участка при сложившейся системе разработки, т.е. система заводнения на выбранных наших элементах осуществляется закачкой воды через вертикальные нагнетательные скважины №4846 и №4895. В 6 и 10 варианте система заводнения в элементах осуществлялась закачкой воды через БГС, которые должны были буриться из скважин №4846 и №4895.

Детальный анализ закачки воды по скв. №4846 в 1 варианте показывает, что к концу разработки (2030 год) происходит сокращение количества реагируемых на закачку эксплуатационных скважин, которое привело к перераспределению потоков движения воды. Так, например, по скв. №4846, в 2014 году языки воды достигали скв. №№4835Г, 4860Г, 4847, 4824Г, 4872, 4885Г, 4836Г, 4859Г, 4861Г, при этом наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4835Г (0,49 д.ед.), №4860Г (0,22 д.ед.) и №4847 (0,14 д.ед.). К 2030 году произошло сокращение количества отреагировавших на закачку скважин (от 9 до 5), в связи с этим, фильтрационные потоки воды перенаправились к скв. №№4835Г, 4860Г, 4847, 4824Г, 4872.

Наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4835Г (0,50 д.ед.) и №4860Г (0,27 д.ед.). По скв. №4895 заметного перераспределения фильтрационных потоков движения воды в зависимости от динамики разработки не произошло. Так, например, в 2015 году наибольшая доля линии тока воды приходилась на скв. №4904Г (0,34 д.ед.), №4903Г (0,19 д.ед.) и №4912 (0,17 д.ед.), то к 2030 году соотношение немного изменилось: по скв. №4904Г (0,31 д.ед.), №4903Г (0,20 д.ед.) и №4912 (0,17 д.ед.). Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин №4846 и 4895 к добывающим скважинам по 1 варианту приведено на рис. 10а-б. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам элемента 7 и 11 по 1 варианту показаны на рис. 12а.

№ варианта	Фонд скважин (шт.)				
	добывающих			нагнетательных	
	ВС	ГС	БС	ВС	БГС
1 (базовый)	96	73	-	16	-
2	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859, 4885Г, 4903Г)	-	16	-
3	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859, 4885Г, 4903Г)	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4835Г и №4884Г)
4	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859, 4885Г, 4903Г)	-	16	-
5	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859, 4885Г, 4903Г)	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4824Г и №4885Г)
6	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4835Г и №4884Г в подошвенной части пласта)
7	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4824Г и №4885Г в подошвенной части пласта)
8	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с диагональным расположением с запада на восток в подошвенной части пласта)
9	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с диагональным расположением с юга на север в подошвенной части пласта)
10	96	73	4 (№№3880, 4847, 4872, 1107)	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4835Г и №4884Г в подошвенной части пласта)

Табл. 1. Описание вариантов разработки.

В 6 варианте усиление системы ППД путем использования под закачку воды двух БГС №4846 и №4895 позволило изменить картину движения фильтрационных потоков от нагнетательных скважин, которое привело к увеличению количества реагируемых на закачку эксплуатационных скважин от 9 до 14. Так, например, по скв. №4846БГС в 2015 году фильтрационные потоки движения воды достигали в районе 14 скважин. При этом наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4835Г (0,33 д.ед.), №4837Г (0,17 д.ед.), №4860 (0,15 д.ед.) и №4834Г (0,11 д.ед.). К 2030 году произошло некоторое перераспределение доли линий тока, которое изменило соотношение доли линии тока воды: по скв. №4835Г (0,35 д.ед.), №4860 (0,18 д.ед.), №4837Г (0,14 д.ед.).

По нагнетательной скв. №4895БГС произошло значительное увеличение количества отреагировавших на закачку эксплуатационных скважин от 7 до 37. Так, например, в 2015 году фильтрационные потоки движения воды распространялись в районе 37 скважин, при этом наибольшая доля линий тока приходится на скв. №4470Г (0,11 д.ед.). К 2030 году про-

изошло перераспределение доли линий тока, при этом наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4918Г (0,13 д.ед.). Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин №4846 и 4895 к добывающим скважинам по 6 варианту приведено на рис. 11а-б. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам элемента 7 и 11 по 6 варианту показаны на рис. 12б.

В 10 варианте усиление системы ППД путем использования под закачку воды двух БГС №4846, №4895 и проводка четырех БС со скв. №№3860, 4874, 4847, 1107 в местах продвижения основных линий токов значительно изменила картину движения фильтрационных потоков воды от нагнетательных скважин. Произошло значительное увеличение реагируемых на закачку эксплуатационных скважин от 9 до 17. Так, например, по скв. №4846БГС в 2015 году фильтрационные потоки движения воды распространялись в районе 17 скважин, при этом наибольшая доля линии тока воды приходится на четыре скважины, это №4835Г (0,31 д.ед.), №4860Г (0,16 д.ед.), №4837Г (0,12 д.ед.) и №4834Г (0,10 д.ед.).

К 2030 году, с учетом ввода в эксплуатацию в 2020 году четырех БС, произошло значительное перераспределение доли линий тока при сокращении количества отреагировавших на закачку четырех скважин. Наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №3860БС (0,35 д.ед.), №4835Г (0,21 д.ед.), №4847БС (0,11 д.ед.).

По нагнетательной скв. №4895БГС произошло значительное увеличение количества отреагировавших на закачку эксплуатационных скважин (от 7 до 46). Так, например, в 2015 году распространение фильтрационных потоков движения воды происходило в районе 46 скважин, при этом наибольшая доля линий тока приходилась на скв. №4918Г (0,10 д.ед.). К 2030 году, с учетом ввода в эксплуатацию в 2020 году трех БС (№№1107БС, 4847БС, 4872БС), произошло значительное перераспределение доли линий тока при сокращении количества отреагировавших на закачку скважин до 36. Наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4872БС (0,21 д.ед.) и №1107БС (0,19 д.ед.). Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин №4846 и 4895 к добывающим скважинам по 10 варианту приведено на рис. 11в-г. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам элемента 7 и 11 по 10 варианту показаны на рис. 12в.

Таким образом, анализируя результаты расчетов по накопленной добыче нефти в целом Коробковскому участку Бавлинского месторождения по 1, 6 и 10 вариантам, можно констатировать, что путем изменения фильтрационных потоков движение флюидов в пласте удается повысить эффективность разработки месторождения и контролировать степень обводнения добывающих скважин.

Однако, при этом необходимо более детально подходить к анализу каждого элемента системы разработки Коробковского участка. Так, например, по выбранным 7 и 11 элементам системы разработки изменение фильтрационных потоков путем усиления системы ППД и уплотнения сетки скважин проводкой БС не позволило оптимизировать эксплуатацию СГО при данном геологическом строении участка (Рис. 13). В данном случае на усиление системы ППД отреагировали скважины соседних элементов, по которым произошло увеличение дебитов нефти.

Выводы:

1. Контроль за изменением фильтрационных потоков и линий тока воды позволяет контролировать степень обводнения каждой скважины.

2. При анализе эффективности системы заводнения Коробковского участка показано, необходимо рассматривать каждый элемент системы разработки в целом для учета взаимовлияния скважин между собой, в том числе СГО.

3. До бурения СГО необходимо проводить многовариантное моделирование изменения фильтрационных потоков и продвижение линий токов воды от нагнетательных скважин для каждого конкретного геологического строения.

R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, I.N. Khakinzyanov, D.T. Kiiamova. **Search for alternatives to improve the efficiency of wells operation with horizontal end at Korobkovsky and Bavlinsky fields using geotechnical model**

This paper summarizes a characterization of the current state of development of Korobkovsky area Bavlinsky fields. Stages of constructing a geological process model are shown. Using the model studies on the effect of changes in filtration flow from the water injection on the efficiency of wells operation with horizontal wells are conducted. It is shown that the control on change of filtration flows and water current lines will allow operating on the degree of water content of production wells.

Keywords: wells with horizontal end, geological and technological model, filtration flows, current lines, element of development system, water content of production, oil recovery factor.

Раис Салихович Хисамов

Член Совета директоров, заместитель генерального директора – главный геолог ОАО «Татнефть», член Комитета по корпоративному управлению при Совете директоров ОАО «Татнефть», доктор геол.-мин. наук, академик АГН РФ.

Открытое Акционерное Общество «Татнефть» имени В.Д.Шашина

Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75
Новое здание. Тел.: (8553) 307-117.

Равиль Рустамович Ибатуллин

Директор института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть», д.тех.н., академик АН РТ

Ильгизар Нургизарович Хакимзянов

Заведующий лабораторией института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть», д.тех.н.

Диляра Талгатовна Киямова

Инженер института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть», аспирант АГНИ. Сфера научных интересов: геолого-технологическое моделирование залежей нефти со скважинами с горизонтальным окончанием

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти («ТатНИПИнефть») ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.