

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.031

Влияние динамики пластового давления на текущее состояние разработки залежи

Гремихинского месторождения

Э.М. Даутова^а, О.Е. Кочнева^б

^аПермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: dautova.elvina.94@mail.ru

^бПермский национальный исследовательский политехнический университет, 614000, Пермь, Комсомольский проспект, 29

E-mail: kochnevae@mail.ru

(Статья поступила в редакцию 2 июня 2017 г.)

Проанализировано изменение пластового давления на Гремихинском месторождении с начала промышленной разработки до конца 2015 г. На карте изобар 2013 и 2015 гг., выделены зоны с максимальными, средними и минимальными значениями пластового давления. Рассмотрены зависимости дебита жидкости, дебита нефти, обводненности по 30 скважинам. Построены графики зависимостей и даны рекомендации для дальнейшей разработки залежи башкирского яруса Гремихинского месторождения.

Ключевые слова: *Гремихинское месторождение, башкирский ярус, динамика пластового давления, дебит нефти, дебит жидкости, обводненность.*

DOI: 10.17072/psu.geol.17.1.75

Гремихинское месторождение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции Удмуртской республики (рис.1) разрабатывается с 1981 г. Месторождение находится на четвертой стадии разработки. Геологический разрез месторождения вскрыт до глубины 2332 м и представлен чередующимися карбонатными и обломочными отложениями протерозойского, палеозойского и кайнозойского возрастов. Из разреза выпадают отложения кембрийской, ордовикской, силурийской систем, нижнего отдела девонской системы, уфимского яруса пермской системы, всей мезозойской эратемы, палеогеновой и неогеновой систем кайнозойской эратемы.

Породы кристаллического фундамента в пределах Гремихинского месторождения не вскрыты. По данным региональных сейсморазведочных работ отложения кристаллического фундамента зафиксированы на глубине 7800 м. В результате изучения геологического строения Гремихинского месторождения можно сделать вывод, что разрез изучаемой территории типичен для Волго-Уральской провинции (Абасов и др., 2011; Ожгибесов, 2015). Гремихинское поднятие представляет собой структуру облекания рифогенного массива франско-фаменского возраста. По кровле башкирского яруса Гремихинское поднятие представляет собой антиклиналь

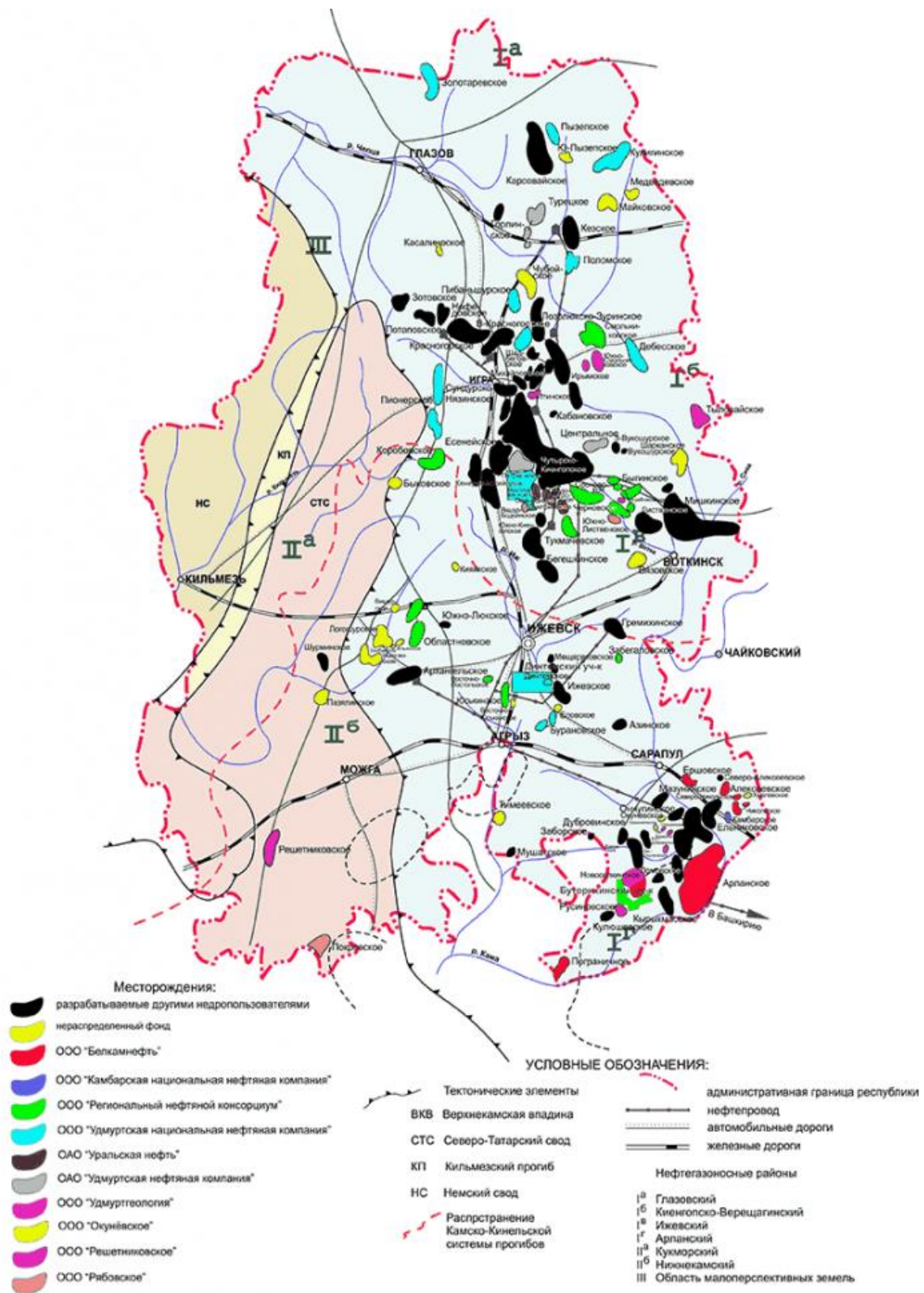


Рис. 1. Обзорная карта нефтяных месторождений Республики Удмуртия

северо-западного простирания, которая осложнена структурными выступами. Однако по кровле отложений тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона данное поднятие представляет собой несколько куполообразных поднятий, которые оконтуриваются изогипсой –1230 м. Промышленная нефтеносность Гремихинского месторождения связана с отложениями нижнего и среднего карбона. В нижнем карбоне нефтеносность

приурочена к турнейскому ярусу, залежи УВ обнаружены также в отложениях бобриковского и тульского горизонтов, стратиграфически объединенных в комплекс – визейский ярус. В среднем карбоне продуктивными являются отложения башкирского яруса и верейского горизонта московского яруса (рис. 2). Этаж нефтеносности месторождения составляет 350 м (Ерофеев, 2011; Мартюшев, Мордвинов, 2014).

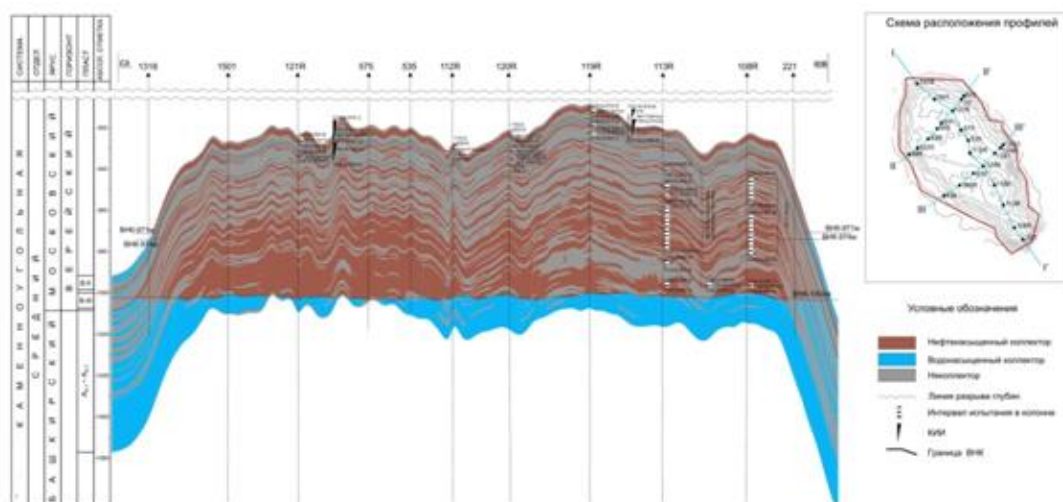


Рис. 2. Геологический профиль башкирского и московского ярусов среднекаменноугольной системы по линии I–I'

Объектом данного исследования являются залежи башкирского яруса, т. к. она характеризуется высокими значениями динамической вязкости; нефть тяжёлая, высокосернистая, высокосмолистая, парафинистая. Всё это заметно отличает нефти башкирского яруса от нефтей других объектов месторождения и является одним из существенных признаков, осложняющих вытеснение нефти из горной породы (Мордвинов, Поплыгин, 2011; Поплыгин, Галкин, 2011).

На объекте исследования сформирована внутриконтурная площадная система заводнения обращенных семиточечных элементов. Исторически система ППД на объекте формировалась начиная с центральной части площади. Затем под закачку переводились скважины в элементах, расположенных севернее и южнее первоочередного (центрального) участка

воздействия. В последнюю очередь были сформированы площадные элементы заводнения на северо-западных и северо-восточных участках залежи. В настоящее время без закачки остались только отдельные элементы в краевых зонах залежи. Таким образом, распределение текущего пластового давления по объекту в определенной мере закономерно и зависит от степени реализации проектной системы разработки (Ерофеев и др., 2011; Мартюшев, Мордвинов, 2014). В целом зона отбора хорошо охвачена системой ППД, но имеет место неравномерная по площади компенсация отбора закачкой (в отдельных зонах центральной части залежи имеет место компенсация отбора ниже 40%).

Начальное пластовое давление на башкирском объекте составляло 11,8 МПа. К 1988 г. произошло снижение средневзвешенного пластового давления до 8,3 МПа.

После введения системы ППД произошел подъем среднего пластового давления до 10,2 МПа, а затем и до 11,1 МПа. С 2000 г., в связи с ростом отборов жидкости при снижении уровня компенсации отборов закачкой, среднее пластовое давление снова начало снижаться. В начале 2008 г. началось падение уровней добычи нефти на объекте, одной из причин которого стало неуклонное падение пластового давления с 2007 г. как следствие неполного охвата площади залежи системой ППД и недостаточной компенсации отбора при интенсификации отборов (Мордвинов, Поплыгин, 2011; Санников и др., 2010). К середине года пластовое давление в целом по залежи опустилось до уровня 9,7 МПа. С целью преодоления сложившейся негативной тенденции интенсифицировались работы по расширению системы ППД на неохваченные закачкой части залежи. В последние годы текущая компенсация стабилизировалась на уровне 54%, пластовое давление – на уровне 10,4–10,6 МПа.

В ходе изучения динамики пластового давления были проанализированы карты изобар 2013 и 2015 гг., где выделялись 3 зоны: с минимальными, средними и максимальными значениями пластового давления.

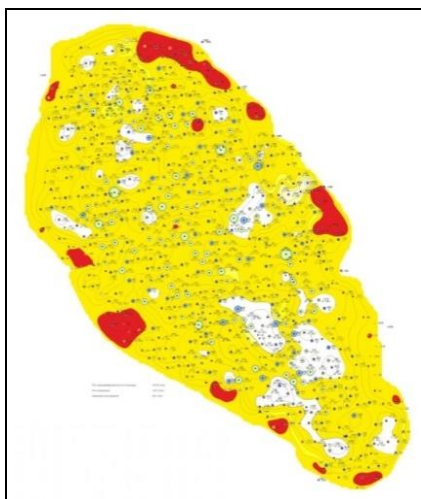


Рис. 3. Карта изобар 2013 г.

На карте изобар 2013 г. (рис. 3) зона с минимальными значениями, окрашенная в белый цвет, имеет диапазон от 6,0 до

8,9 МПа. Обширные зоны с данными значениями территориально расположены на юго-востоке, севере, северо-западе и западе залежи. Точечные зоны с минимальными значениями представлены в центральной и западной частях залежи. Зона средних значений (желтый цвет) представлена от 9,0 до 12,9 МПа. Данная зона прослеживается по залежи повсеместно. Что касается зон с максимальными значениями пластового давления, которые представлены на карте красным цветом, число и площади этих зон меньше, чем зон с минимальными значениями. Территориально зоны с максимальными значениями (от 13,0 МПа и более) представлены на юго-западе, западе, северо-востоке, востоке и в центральной части залежи.

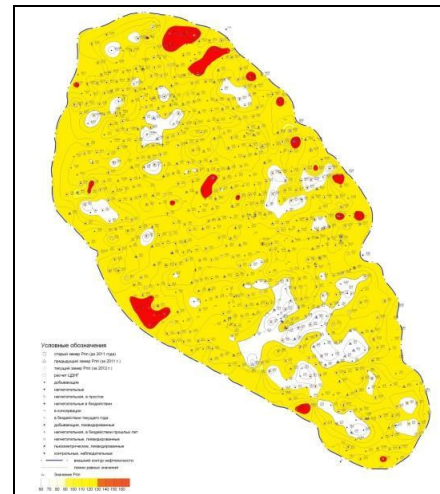


Рис. 4. Карта изобар 2015 г.

На карте изобар 2015 г. (рис. 4) зоны пластового давления наблюдаются изменение диапазона значений и территориальная приуроченность. Площади зон с минимальными значениями пластового давления значительно уменьшились. Глобальных изменений зоны средних значений не наблюдается. Зоны максимальных значений пластового давления территориально увеличились. Что касается диапазона значений данной зоны, можно отметить рост показателей до 16,0 МПа.

Далее авторами были проанализированы карты текущих отборов также на две последовательные даты. В результате можно сделать вывод, что большая часть

скважин характеризуется высокой степенью обводненности (больше 90%), достаточно высокими показателями дебита жидкости (120,5 т/сут) и небольшими дебитами нефти (7 т/сут).

Следующим этапом в работе было построение графиков зависимости показателей дебита нефти, дебита жидкости и обводненности от значений пластового давления (Юшков и др., 2013; Spilsbury-Schakel, 2006). Для этого было отобрано

30 скважин. Данные скважины были выбраны для дальнейшего анализа, т. к. на две последовательные даты, 2013 и 2015 гг., они территориально были приурочены к разным зонам пластового давления либо находились у границ площадей, которые на разные даты характеризовались разными значениями пластового давления. В табл. 1 и 2 представлены показатели данных скважин.

Таблица 1. Характеристика показателей добывающих скважин на 2013 г.

Скв.	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	P, атм	Скв.	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	P, атм
690	0,23	9,60	97,70	12,82	595В1	22,28	5,50	19,80	9,90
683	2,24	2,80	55,60	12,20	526	19,69	4,80	19,60	7,20
1241	2,32	40,60	94,60	8,36	546	7,34	237,30	97,00	12,13
389	3,04	24,10	88,80	8,46	647	10,30	4,50	30,40	10,80
329	1,21	70,10	98,30	6,56	610	12,27	103,50	89,40	10,75
278	4,46	130,70	96,70	9,97	627	8,84	171,50	95,10	11,39
221	4,57	4,30	48,50	11,24	897	5,04	188,90	97,40	11,45
292	4,13	290,60	98,60	10,29	484	7,16	58,50	89,10	11,76
404	2,65	144,40	98,20	9,86	591	4,56	170,70	97,40	12,48
483	6,70	251,00	97,40	12,34	365	3,77	218,10	98,30	9,48
512	33,36	15,20	31,30	8,66	217	12,65	2,50	16,50	8,69
540	15,10	45,30	75,00	13,39	439	4,91	267,60	98,20	11,02
661	5,42	188,10	97,20	12,07	1003	3,00	47,90	94,10	10,88
1289	1,80	0,40	18,20	8,50	368	0,03	4,80	99,30	11,65
1306В1	13,18	4,80	26,70	8,70	522	5,79	89,10	93,90	6,95

Из графика зависимости дебита нефти от пластового давления на 2013 г. (рис. 5) видно, что дебит нефти уменьшается при повышении показателей пластового давления.

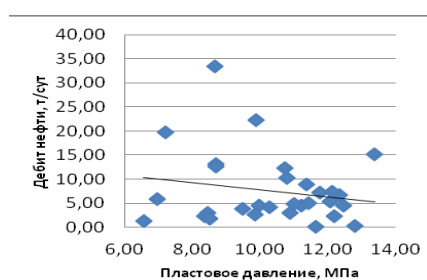


Рис. 5. Соотношение дебита нефти и пластового давления, 2013 г.

Из графика зависимости дебита жидкости от давления на 2013 г. (рис. 6), можно заметить, что при увеличении пластового давления увеличиваются показатели дебита жидкости.

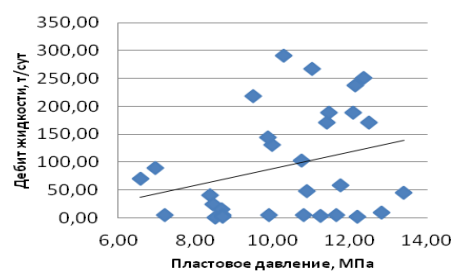


Рис. 6. Соотношение дебита жидкости и пластового давления, 2013 г.

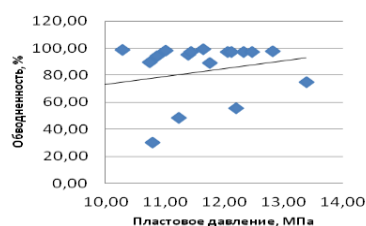


Рис. 7. Соотношение обводненности и пластового давления, 2013 г.

При изучении зависимости обводненности от динамики пластового давления за 2013 г. (рис. 7) можно увидеть, что при повышении значений пластового давления увеличивается обводненность скважин.

Таблица 2. Характеристика показателей добывающих скважин за 2015 г.

Скв.	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	Р, атм	Скв.	Qн, т/сут	Qж, т/сут	В, %	Р, атм
690	0,20	10,00	98,00	13,00	595В1	31,89	7,00	18,00	10,00
683	1,14	6,00	84,00	13,00	526	21,32	5,00	19,00	7,50
1241	2,58	62,00	96,00	9,00	546	5,24	257,00	98,00	11,50
389	2,44	22,00	90,00	10,00	647	8,38	271,00	97,00	11,00
329	4,27	138,00	97,00	9,40	610	13,11	64,00	83,00	10,10
278	3,42	82,00	96,00	10,00	627	6,12	198,00	97,00	11,00
221	0,18	9,00	98,00	11,80	897	7,39	239,00	97,00	12,50
292	6,49	318,00	98,00	10,20	484	4,88	239,00	98,00	11,80
404	5,45	267,00	98,00	10,00	591	34,06	193,00	85,00	11,20
483	5,12	251,00	98,00	12,20	365	1,88	186,00	99,00	9,90
512	13,70	39,00	74,00	8,50	217	1,78	1,00	36,00	8,90
540	6,00	69,00	92,00	10,30	439	6,37	312,00	98,00	11,00
661	3,55	174,00	98,00	10,20	1003	3,26	51,00	94,00	9,20
1289	3,40	0,00	18,00	9,50	368	0,26	26,00	99,00	10,00
1306В1	2,81	8,00	74,00	8,70	522	3,49	113,00	97,00	7,50

Из графика зависимости дебита нефти от пластового давления за 2015 г. (рис.8) видно, что дебит нефти уменьшается при повышении показателей пластового давления.

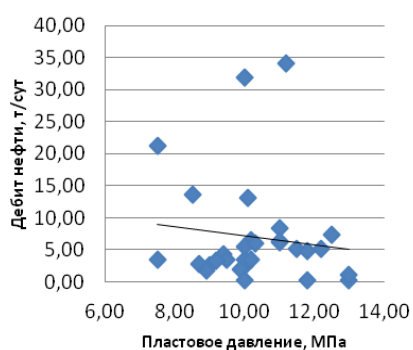


Рис. 8. Соотношение дебита нефти и пластового давления, 2015 г.

Из графика зависимости дебита жидкости от давления за 2015 г. (рис. 9) можно заметить, что при увеличении пластового давления увеличивается показатели дебита жидкости.

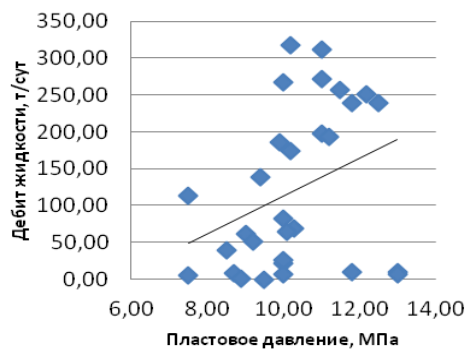


Рис. 9. Соотношение дебита жидкости и давления, 2015 г.

При изучении зависимости обводненности от динамики пластового давления за 2015 г. (рис. 10) можно увидеть, что при повышении значений пластового давления увеличивается обводненность скважин.

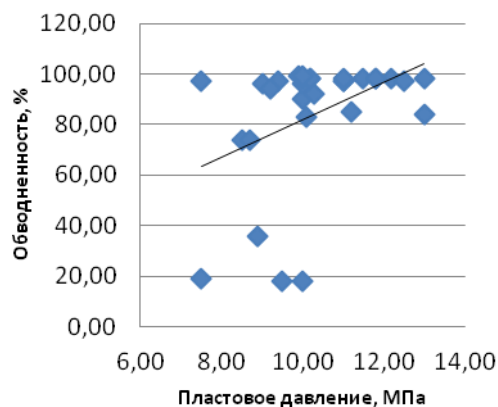


Рис. 10. Диаграмма обводненности и пластового давления, 2015 г.

В результате выполненной работы авторы проследили за влиянием динамики пластового давления на состояние разработки залежи башкирского пласта Гремичинского месторождения. Для данной залежи характерна следующая зависимость: при увеличении пластового давления увеличиваются такие показатели, как обводненность и дебит жидкости, однако падает дебит нефти.

В результате проделанной работы даны следующие рекомендации для разработки залежи башкирского яруса:

1) завершить формирование системы заводнения на всей площади залежи;

2) перевести из добывающих скважин в нагнетательные в зонах минимального пластового давления такие скважины, как: скважина №296, которая приурочена к обширной зоне с минимальными значениями пластового давления на юго-востоке залежи, обводненность 98%;

скважина №285, которая приурочена к зоне с минимальными значениями пластового давления на юго-востоке залежи, обводненность 99%;

скважина 6А, которая приурочена к зоне с минимальными значениями на востоке залежи, обводненность 99%;

3) перевести на нижележащий верейский объект добывающие скважины из зон с минимальным пластовым давлением:

скважину №232В1, приуроченную к обширной зоне с минимальными значениями пластового давления на юге залежи, обводненность 99%.

Библиографический список

- Абасов М.Т., Аббасов З.Я., Фаталиев В.М. и др. О параметре давления начала конденсации газоконденсатной системы и методе его определения// Нефтяное хозяйство. 2011. №2. С. 97-98.
- Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. К определению пластового давления при гидродинамических исследованиях скважин в карбонатных коллекторах//Нефтяное хозяйство. 2011. №4. С. 98-100.
- Ерофеев А.А., Пономарева И.Н., Турбаков М.С. Оценка условий применения методов обработки кривых восстановления давления в карбонатных коллекторах//Нефтяное хозяйство. 2011. №3. С.12-15.
- Ожгибесов В.П. Общая стратиграфия. Избранные стратиграфические схемы [Электронный ресурс]: учеб. -метод. пособие для студ., асп. и преп. геол. ф-та /Перм. гос. нац. исслед. ун-т, Пермь, 2015. 26 с.
- Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений//Нефтяное хозяйство. 2014. №1. С.67-69.
- Мордвинов В.А., Поплыгин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений//Нефтяное хозяйство. 2011. №8. С. 120-122.
- Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Ерофеев А.А. Влияние газа и деформаций коллектора на показатели работы скважин после гидро-разрыва пласта//Нефтяное хозяйство. 2012. №10. С. 102-103.
- Поплыгин В.В., Галкин В.И. Прогнозная экспресс-оценка показателей разработки нефтяных залежей//Нефтяное хозяйство. 2011. №3. С. 112-115.

Санников В.А., Курочкин, Метт Д.А. Анализ корректности применения метода касательной при интерпретации кривой восстановления давления// Нефтяное хозяйство. 2010. №4. С. 82-85.

Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газо-

вых месторождений: учеб. -метод. пособие Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн.ун-та, 2013. 177 с.

Spilisbury-Schakel J.A. Quality control of static reservoir models//SPE 101875. 2006.

Influence of Reservoir Pressure Dynamics on the Current State of the Gremikhinskoye Field Development

Е.М. Dautova^a, О.Е. Kochneva^b

^aPerm State University, 15 Bukireva Str, Perm 614990, Russia

E-mail: dautova.elvina.94@mail.ru

^bPerm National Research Polytechnic University, 29 Komsomolskiy Av., Perm 614000, Russia. E-mail: kochnevae@mail.ru

In this paper, we analyzed the change of reservoir pressure at the Gremikhinskoye field since the beginning of commercial production until the end of 2015 year. The zones of maximum, medium and minimum reservoir pressure were allocated at the isobar maps for 2013 through 2015. The fluid flow rate, oil flow rate, and water encroachment were examined using 30 wells data. The relationship graphs were drawn and recommendations for further development of the Bashkirian reservoirs of Gremikhinskoye field were worked out.

Key words: *Gremikhinskoe deposit, Bashkirian, dynamics of stratal pressure, debit of oil, debit of liquid, water encroachment.*

References

Abasov M.T., Abbasov Z.Ya., Fataliyev V.M., etc. 2011. O parametere davleniya nachala kondensatsii gazokondensatnoy sistemy i metode ego opredeleniya [About the pressure value at the beginning of condensation of gascondensate system and its determination method]. Neftyanoe khozyaystvo. 2:97–98. (in Russian)

Erofeyev A.A., Ponomareva I.N., Mordvinov V.A. 2011. K opredeleniyu plastovogo davleniya pri gidrodinamicheskikh issledovaniyakh skvazhin v karbonatnykh kollektorakh [Hydrodynamic wells studies for determination of formation pressure in carbonate reservoirs]. Neftyanoe khozyaystvo. 4:98–100. (in Russian)

Erofeyev A.A., Ponomareva I.N., Turbakov M.S. 2011. Otsenka usloviy primeneniya metodov obrabotki krivykh vosstanovleniya davleniya v karbonatnykh kollektorakh [Assessment of

the application conditions of the processing methods for recovery pressure graphs in carbonate reservoirs]. Neftyanoe khozyaystvo. 3:12–15. (in Russian)

Ozhgibesov V.P. 2015. Obshechaya stratigrafiya. Izbrannye stratigraficheskie skhemy [General stratigraphy. Selected stratigraphic schemes]. URL: <https://elis.psu.ru/node/470008> (accessed 03.03.2018) (in Russian)

Martyushev D.A., Mordvinov V.A. 2014. Izmenenie debita skvazhin neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davleniy [Change of oil-gas condensate field well rate due to reducing the bottomhole and formation pressure]. Neftyanoe khozyaystvo. 1:67–69. (in Russian)

Mordvinov V.A., Polygon V.V. 2011. Izmenenie produktivnosti dobyvayushchykh skvazhin pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davleniy [A change in the productivity of exploitation wells due to reducing the bottomhole and

- formation pressure]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 8:120-122. (in Russian)
- Mordvinov V.A., Polygon V.V. Erofeev, A.A.* 2012. Vliyanie gaza i deformatsiy kollektora na pokazateli raboti skvazhin posle gidrorazryva plasta [Effect of gas and deformation of the reservoir on the wells production after hydraulic fracturing]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 10:102-103. (in Russian)
- Polygon V.V., Galkin V.I.* 2011. Prognoznaya ekspress otsenka pokazateley razrabotki neftnyanykh zalezhey [The predicting express assessment of development indicators for oil reservoirs]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 3:112-115. (in Russian)
- Sannikov, V.A., Kurochkin, D.A.* 2010. Analiz korrektnosti primeneniya metoda kasatelnoy pri interpretatsii krivoy vosstanovleniya davleniya [Analysis of the application correctness of the tangent method for interpreting the pressure recovery curve]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 4:82-85. (in Russian)
- Yushkov I.R., Khizhnyak G.P., Ilyushin P.Yu.* 2013. Razrabotka i ekspluatatsiya neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Development and exploitation of the oil and gas fields]. PNIPU, Perm, p.177. (in Russian)
- Spilbury-Schakel, J.A.* 2006. Quality control of static reservoir models. SPE 101875-MS. doi: 10.2118/101875-MS