

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ

Кононенко А.А., Кусакин В.Ю., Мулявин С.Ф.

ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, Российская Федерация, (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Общезвестно, что в процессе заводнения нефтяного пласта закачиваемая вода через нагнетательные скважины устремляется в пропластки с наибольшей проницаемостью, что приводит к неравномерному охвату пластов воздействием. Опыт разработки месторождений Газпромнефть-ННГ показывает, что порыв закачиваемых вод по высокопроницаемым пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80-90%, при отборе нефти не более 40-50% от начальных извлекаемых запасов. Это не позволяет реализовать в полной мере энергию пластовых и закачиваемых вод, при этом энергозатраты на добычу одной тонны нефти существенно возрастают. Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части пластов, является ограничение фильтрации вытесняющего нефть агента по промытым зонам, которые решают методы выравнивания профиля приемистости.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, выравнивание профиля приемистости.

EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF THE METHODS OF INJECTIVITY PROFILE SMOOTHING WITH THE USE OF TRACER STUDIES IN THE FIELDS OF GAZPROMNEFT-NNG

Kononenko, A. A., Kusakin V. Y., Mulyavin S. F.

Federal state budget higher professional educational institution "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russian Federation (625000, Tyumen, Volodarskogo street. 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

It is well known that in the process of flooding the oil reservoir pumped water through injection wells rushes into the interlayers with the highest permeability, which leads to uneven coverage of layers of influence. The experience of field development Gazpromneft-NNG shows that the impulse injected waters in highly permeable formations leads to premature flooding of wells up to 80-90%, in the selection of oil not more than 40-50% of the initial recoverable reserves. It is not possible to fully realize the energy of formation and injected water, the energy consumption for production of one ton of oil is increasing significantly. Objective the need to increase coverage of less permeable parts of the reservoirs is a restriction filter displacing oil agent washed out areas, decide which methods of injectivity profile smoothing.

Keywords: methods of enhanced oil recovery, the alignment of the injectivity profile.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к существенному снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи (вода бесполезно циркулирует по промытым зонам, а в пласте остаются целики нефти), к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды. Развитие добычи нефти на месторождениях Газпромнефть-ННГ связано с необходимостью дальнейшего ускоренного вовлечения в доразработку трудноизвлекаемых запасов, с интенсификацией добычи из них нефти на поздней стадии эксплуатации. Одной из острых проблем нефтедобычи в Западной Сибири является снижение обводненности добываемой продукции и ограничение попутно добываемой воды. На этом фоне становится актуальным использование современных методов оптимизации разработки месторождений, позволяющих регулировать темпы обводнения залежей и повышения нефтеотдачи путем регулирования направления

фильтрационных потоков. Этими методами являются физико-химические методы воздействия (ФХВ) на пласт, и особенно метод выравнивания профиля приемистости (ВПП).

Для оценки эффективности ВПП используются трассерные исследования, преимущество которых позволяет:

- установить гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами;
- определить источник обводнения (скважины);
- определить направление, скорости и производительности фильтрационных потоков нагнетаемой воды;
- оценить фильтрационно-емкостные параметры исследуемого участка.

На рисунке 1 приведена карта текущих отборов пласта БВ₈ в районе аномально обводняющей нагнетательной скв.4930 Вынгапуровского месторождения.

Скважина 4930 пробурена в горизонтальной конфигурации с ГРП введена в эксплуатацию в апреле 2013г. с начальным дебитом жидкости 340 м³/сут при обводненности 88% и дебитом нефти – 57,6 т/с. После отбора нефти 3,1 тыс.т и достижении обводненности 96% при дебите жидкости -130 м³/с, 22 марта 2014 г. скважина переведена под закачку с приемистостью 290 м³/с при буферном давлении 140 атм и штуцере 5 мм.

Горизонтальная скважина 4933Г пробурена с ГРП и находится внутри окружения действующих добывающих скважин №№ 4931Г, 4932Г, 4935Г с дебитами нефти 14,6 -80,0 т/с при обводненности 15 -55%. Скважина 4933Г введена в эксплуатацию в октябре 2013г. с начальным дебитом жидкости 97 м³/сут при обводненности 41% и дебитом нефти – 47,7 т/с (рис. 2).

Через сутки после запуска скважина 4930 под закачку, добывающая скважина 4933Г полностью обводнилась с 35 до 100% при росте дебита жидкости с 44 м³/с до 128 м³/с и давления на приеме насоса с 30,6 до 137,1 атм.

В период 27-30.03.2014г. произвели закачку изолирующей композиции ГОС+ВУС объемом 400 м³ для закупоривания трещинных каналов от нагнетательной скважины 4930. До ВПП пласт принимал 413 м³/с при устьевом давлении Руст=70 атм, после обработки приемистость значительно снизилась до 385 м³/с при Руст-120 атм, что указывает на изоляцию каналов высокой проводимости между скважиной 4930 и скважиной 4933Г.

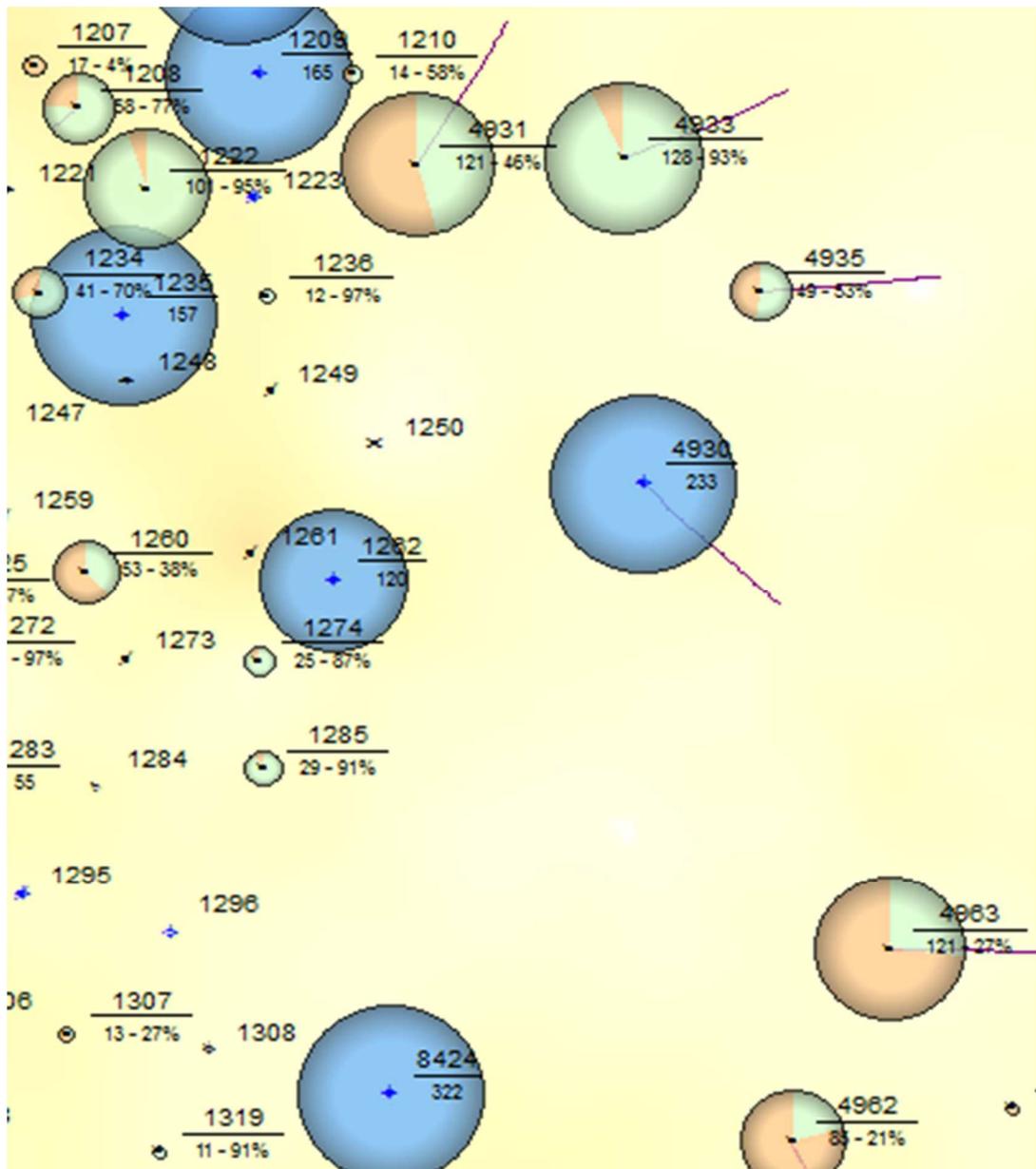


Рис. 1. Карта текущих отборов пласта БВ8 в районе нагнетательной скважины 4930

Водосодержание по скважине 4933Г постепенно снижалось от 100% и стабилизировалось до 83-84%, при падении дебита жидкости до $116 \text{ м}^3/\text{сут}$ и забойного давления до значения до 75 атм, в продукции появилась нефть дебитом до 14,5 т/с.

10-13.05.2014г. в расположенную к северу от скважины 4933Г, в нагнетательную скважину 4934 произведена закачка закупоривающей композиции ГОС в объеме 500 м^3 , в которой в процессе операции приемистость упала с $401 \text{ м}^3/\text{с}$ при устьевом давлении 150 атм до $257 \text{ м}^3/\text{с}$ при том же давлении.

Обводненность продукции по скважин 4933Г отреагировала дальнейшим снижением с 83 до 69-70%, при падении дебита жидкости до $95 \text{ м}^3/\text{сут}$ и забойного давления до значения до 40 атм, дебит нефти возрос от 14,5 т/с до 19,5-20 т/с.

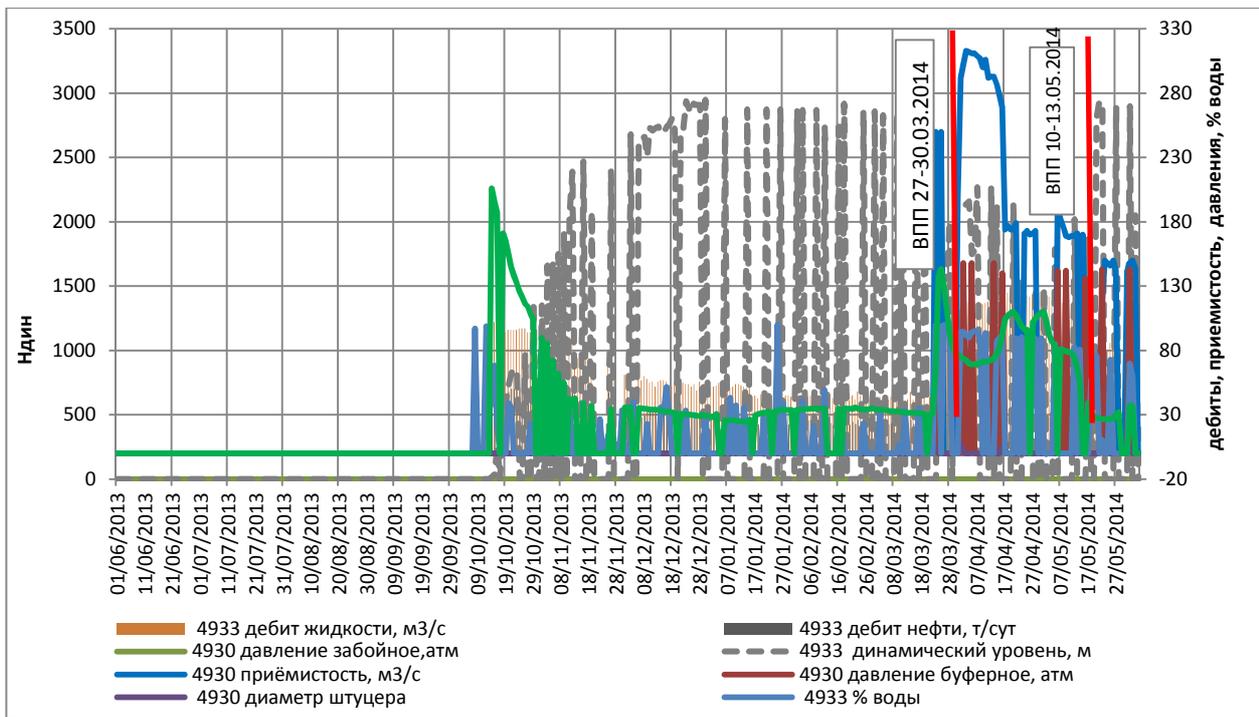


Рис.2. График влияния нагнетательной скважины 4930 на работу добывающей скважины 4933Г

На перевод под нагнетание скважины 4930 значительно отреагировала также скважина 4931Г(рис.3), по которой наблюдается скачок роста дебита жидкости от 81 до 213 м³/с и обводненности с 11,2 до 47,6% при синхронном росте давления на приеме ЭЦН от 26 до 112 атм.

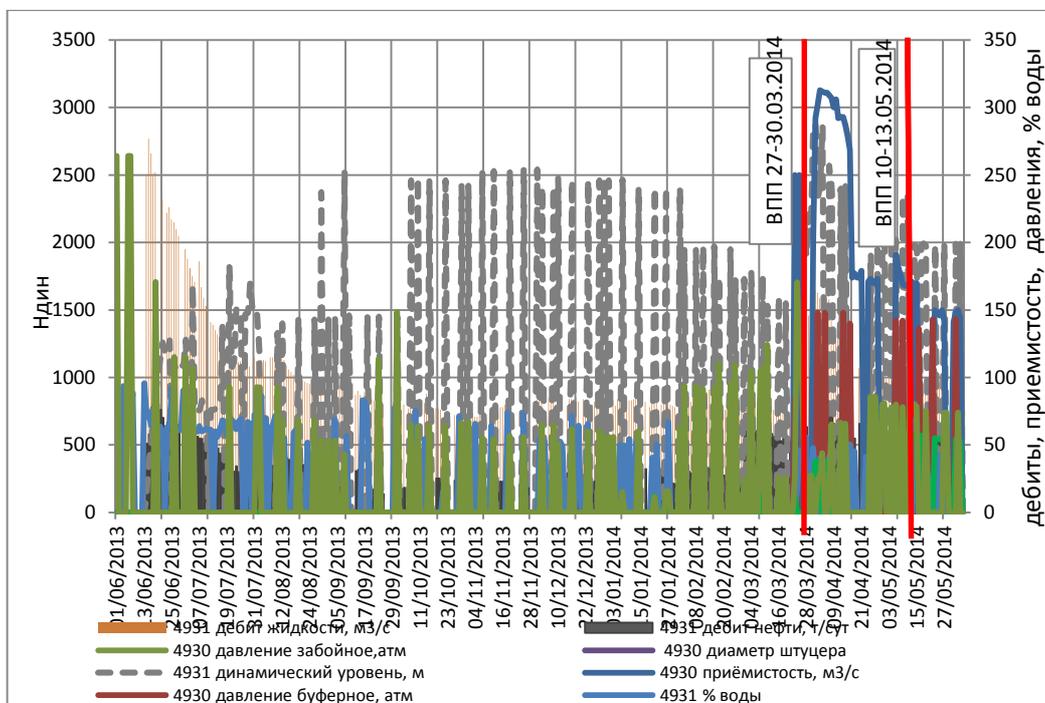


Рис.3. График влияния нагнетательной скважины 4930 на работу добывающей скважины 4931Г

После ВПП на скважине 4930 постепенно снижается дебит по жидкости до 106 м³/с и обводненность до 41-33%, происходит падение давления на приеме до 80 атм.

Обработка ВПП на скважине 4934 и привела к дальнейшему падению дебита жидкости до 98 м³/с, обводненности до 28% и давления на приеме насоса до 54 атм по скважине 4933Г.

Изменения в характере работы нагнетательной скважины 4930 не отразились по соседним добывающим скважинам №№ 4962Г и 4935Г (рис.4,5).

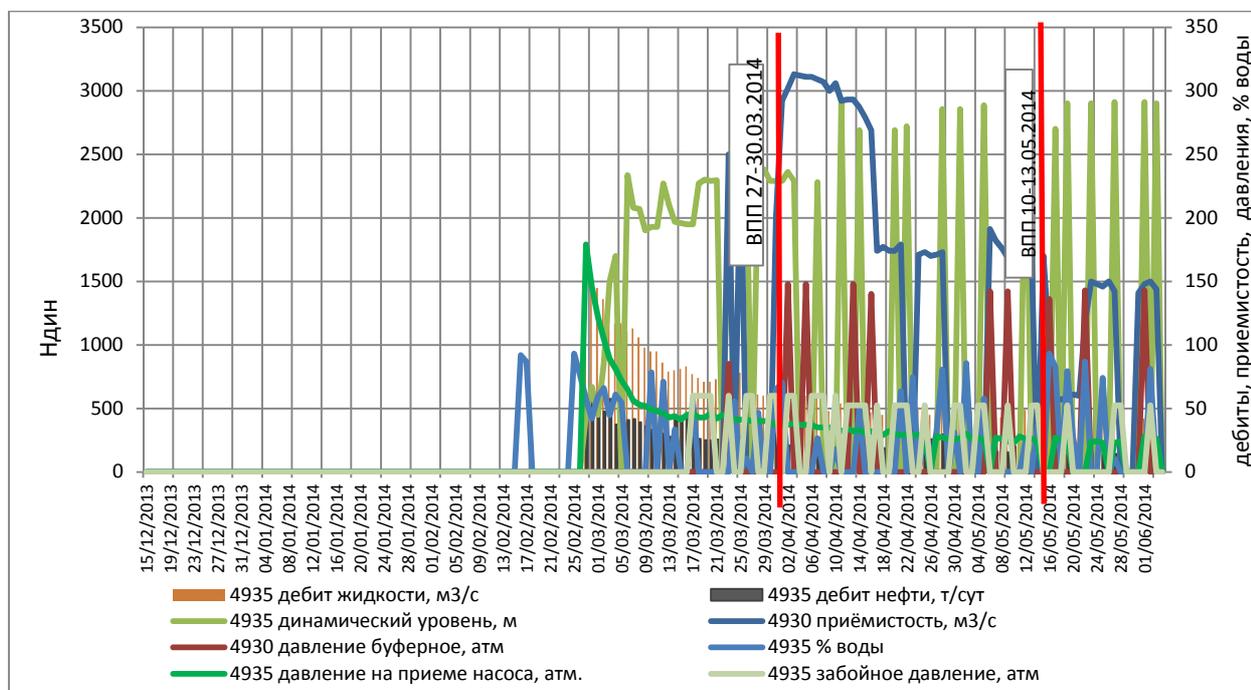


Рис.4. График влияния нагнетательной скважины 4930 на работу добывающей скважины 4935Г

Таким образом, при анализе параметров эксплуатации скважин участка была установлена взаимосвязь нагнетательной скважины 4930, от которой потоки закачиваемой воды направлены на горизонтальные стволы с трещинами ГРП скважин №№4933Г и 4931Г и ее отсутствие с горизонтальными скважинами №№4962Г, 4935Г.

После работ по изоляции высокопроводящих каналов путем ВПП, в период 16.04-26.05.2014г. были проведены трассерные исследования с целью контроля результатов устранения прорыва обводнения от скважины 4930.

Для исследования фильтрационных потоков 2.04.2014 г. в скважину 4930 был закачан индикатор – тринатрифосфат в объеме 800 кг(12 м³) раствора, контроль за движением которого осуществлялся в 17 окружающих добывающих скважинах (№№ 1236,1285,4931,4933,4935,4962,1274,1260,1234,1222,1210,1181,4932,4949,4961,1232,1284).

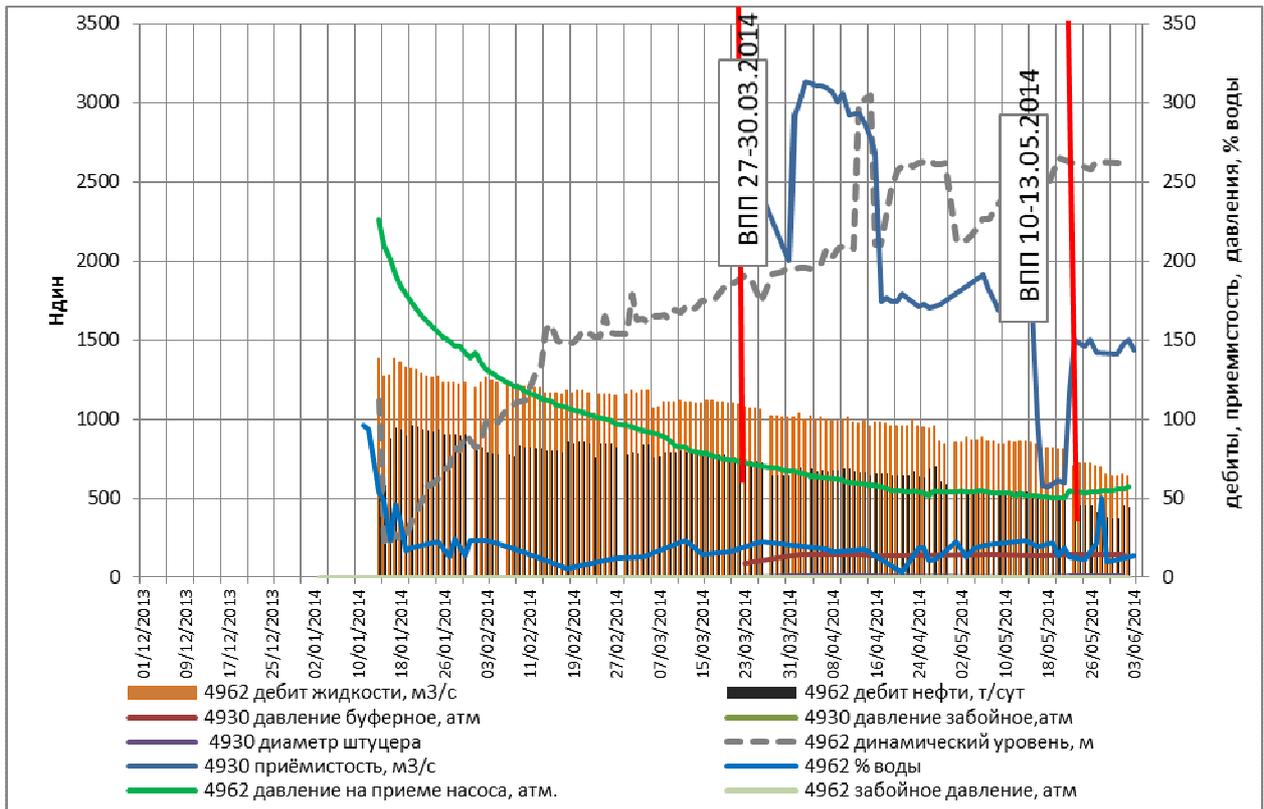


Рис.5. График влияния нагнетательной скважины 4930 на работу добывающей скважины 4962Г

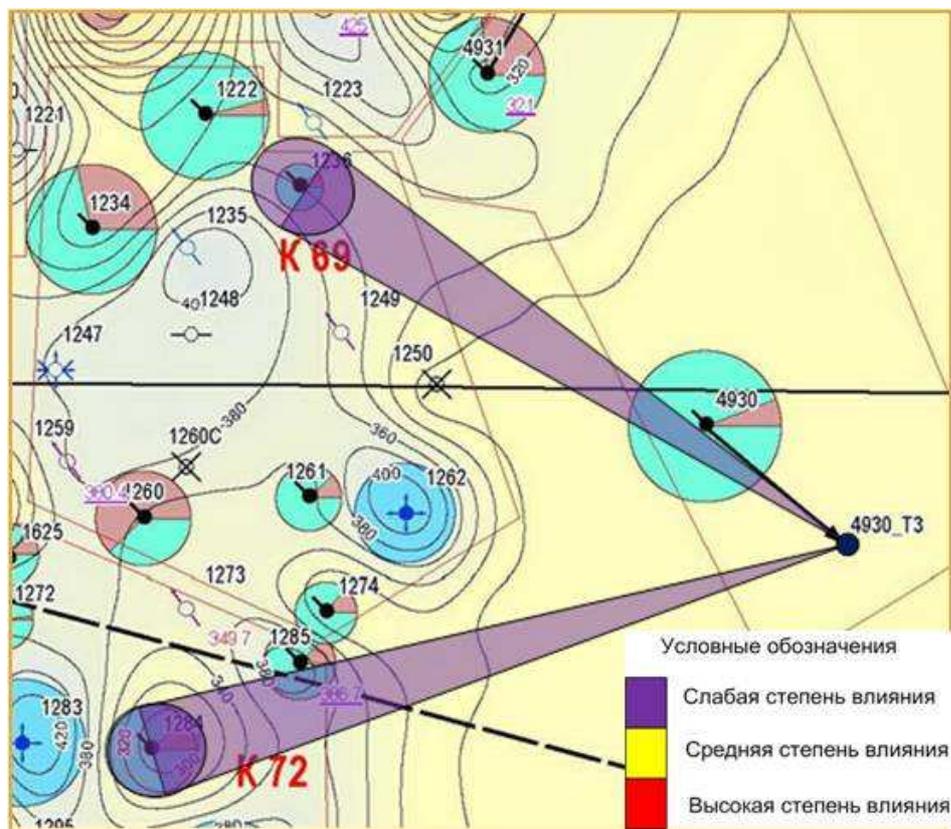


Рис. 6. Схема направлений движения индикатора от нагнетательной скважины 4930

В наибольшем содержании на рассматриваемом участке трассер был зафиксирован в скважинах 4930,1236,1284 и не найден в продукции большинства контрольных скважин (№№ 4931, 4935, 4962, 4932, 1232, 1260, 1274,1285, 1222, 1234) (рис.6).

На основании анализа трассирования фильтрационных потоков, проведенного на месторождениях Ноябрьского региона установлено, что от нагнетательных скважин преобладают фильтрационные потоки субширотного направления и значительными скоростями. Основные объемы воды нагнетательных скважин к добывающим скважинам поступают по каналам фильтрации с проницаемостью 0.02-0.08 мкм². До 15-25 % воды поступает по высокопроницаемым каналам фильтрации с проницаемостью более 0.1 мкм² и практически не установлены фильтрационные процессы по низкопроницаемым каналам фильтрации с проницаемостью менее 0.01 мкм².

Список литературы

1. Блох А.С. Состояние разработки и пути стабилизации добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А.С. Блох, А.Т. Кондратюк, С.Ф. Мулявин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1997. - № 12. – С. 33-35.
2. Кондратюк А.Т. Пути стабилизации и наращивания добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» / А.Т. Кондратюк, Р.Н. Мухаметзянов, С.Ф. Мулявин и др. // Сб. науч. тр.: «Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005 гг.» (Материалы конференции, г. Ноябрьск). – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – С. 26-35.
3. Кильдешев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Концепция выделения эксплуатационных объектов на Южно-Русском многопластовом нефтегазоконденсатном месторождении // Горные ведомости. – 2011. - №7 (86). – С. 52-59.
4. Кильдышев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Выделение объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Территория Нефтегаз. – 2011. - № 6. – С. 42-47.
5. Кильдышев С.Н., Кубасов Д.А., Дорофеев А.А., Саранча А.В. Подход к выделению объектов эксплуатации на многопластовом Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука и ТЭК. – 2011. - № 6. – С. 27-31.
6. Курамшин Р.М. Методические рекомендации по составлению программы ГТМ / Р.М. Курамшин, С.Ф. Мулявин, Р.С. Юмачиков и др. // Бурение и нефть. – 2004. - № 9. – С. 8-11.
7. Лапердин А.Н. Геологические особенности крупных залежей месторождений ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» / А.Н. Лапердин, С.Ф. Мулявин, А.Н. Юдаков // Нефтепромысловое дело. – 2011. - № 6. – С. 4-14.

8. Мулявин С.Ф. Проектирование разработки сложнопостроенных залежей углеводородов [Текст]: учеб.пособие / С. Ф. Мулявин, А. Н. Лапердин, А. Н. Юдаков; LAP LAMBERT AcademicPublishing. – 2014. Saarbrucken, ФРГ. – 292 с.
9. Юдаков А.Н. Результаты гидроразрыванизкопроницаемых пластов на Вынгапуровском месторождении / А.Н. Юдаков, М.В. Кравцова, С.Ф. Мулявин // Горные ведомости. – 2008. - № 6. – С. 44-50.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень;

Леонтьев С.А., д.т.н., профессор, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ ТюмГНГУ, г. Тюмень.