

УДК 553.982:622.234:550.812(476.2)

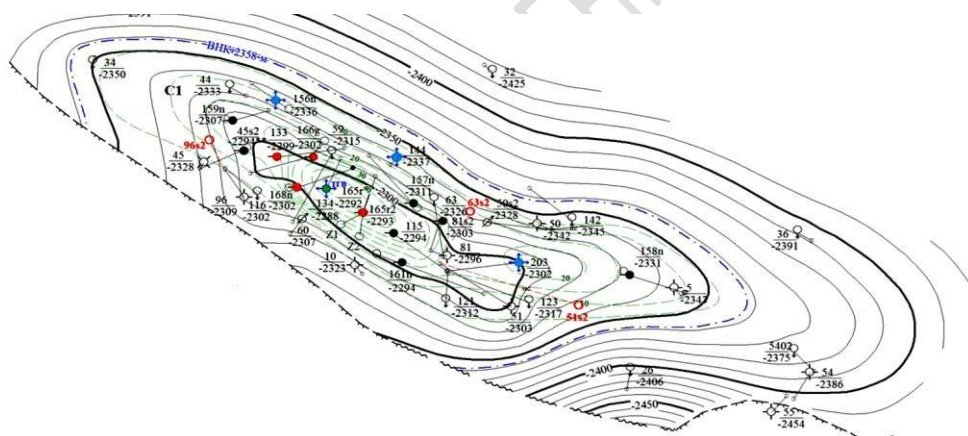
О.Н. ГУЛАЙ

## ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕЖСОЛЕВОЙ ЗАЛЕЖИ ЕЛЕЦКО-ЗАДОНСКОГО ГОРИЗОНТА II БЛОКА ВИШАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УО «Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины», г. Гомель,  
Республика Беларусь

[oliagulay\\_90@mail.ru](mailto:oliagulay_90@mail.ru)

По состоянию на 01.01.2017 г. в действующем фонде елецко-задонской залежи II блока Вишанского месторождения находится 11 добывающих скважин: скв. 45s2, 81s2, 115, 133, 157n, 158n, 159n, 161n, 165r, 166n, 168n и 4 нагнетательных скважин: 203, 144, 156n, 134, три из которых находятся под закачкой воды, одна – воздухонагнетательная (рисунок 1) [1].

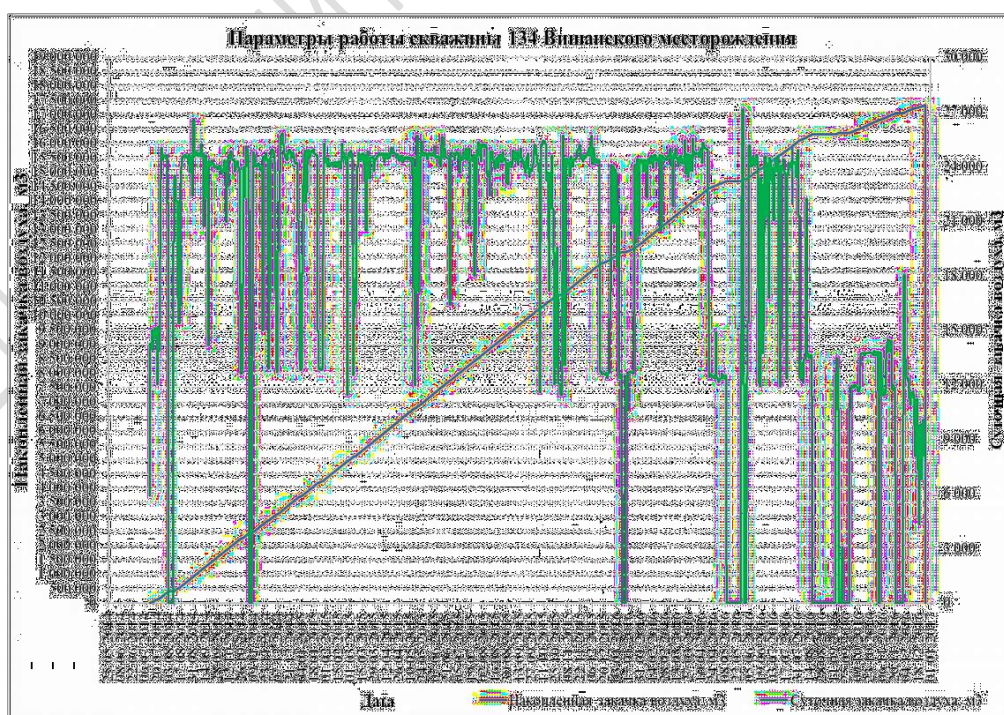


**Рисунок 1 - Выкопировка структурной карты межсолевой залежи II блок Вишанского месторождения [1]**

В июле 2014 года согласно технологической схеме по опытно-промышленной реализации технологии ТГВ, составленной совместно ОАО «ВНИИнефть» и БелНИПИнефть и утвержденной в 2013 г, осуществлен запуск компрессорного оборудования на скважине 134 Вишанского месторождения. На момент перевода, данная скважина находилась в добывающем фонде и эксплуатировалась с дебитом 4,8 т/сут безводной нефти, динамический уровень в скважине составлял 2000 м.

В соответствии с утвержденным «Временным технологическим регламентом ведения работ по опытно-промысловому внедрению технологии ТГВ на пласт» закачка воздуха осуществлялась с постепенным выходом на проектную мощность – 24000 м<sup>3</sup>/сут. При этом с начала работы компрессорного оборудования наблюдался рост давления в затрубном пространстве скважины. Рост давления был обусловлен негерметичностью подземного оборудования. После возобновления закачки с 07.08.2014 г. наблюдается герметичность подземного оборудования, о чем свидетельствует постоянство давления в затрубном пространстве, и стабильная работа компрессорного оборудования с выходом на проектную производительность 24000 м<sup>3</sup>/сут. Незначительное периодическое снижение расхода воздуха относительно проектной производительности обусловлены проведением технического обслуживания компрессоров [2].

В период с начала ведения закачки воздуха в скважине 134 Вишанской проведены работы по определению принимающих интервалов с периодичностью 1 раз в 3 – 4 месяца: в августе и ноябре 2014 года, феврале, июне и октябре 2015 года, феврале, мае и сентябре 2016 года. По результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ), выполненных до сентября 2016 года установлено, что в процессе нагнетания воздуха в скважину принимающий интервал соответствует интервалу перфорации. Проведенные в сентябре 2016 года исследования указали на наличие заколонного перетока в вышележащие интервалы. Также напротив интервала перфорации при нагнетании воздуха по последним термометриям отмечается положительные термоаномалии на 34,8 градусов выше по отношению к термометрии от 01.08.2014 г. То есть, с момента организации закачки воздуха температура в интервале перфорации скв.134 Вишанской выросла с 53,2 до 87 °С, что может служить подтверждением начала самопроизвольных окислительных реакций в пласте. По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная закачка воздуха составила 17075 тыс.м<sup>3</sup> воздуха в поверхностных условиях или 175,3 тыс.м<sup>3</sup> в пластовых условиях. Ежемесячно в скважину 134 Вишанскую в пластовых условиях закачивается от 5833 до 7600 м<sup>3</sup> или от 566 до 738 тыс.м<sup>3</sup> в поверхностных условиях (рисунок 2) [1].



**Рисунок 2 – Параметры работы нагнетательной скважины 134 Вишанского месторождения [1]**

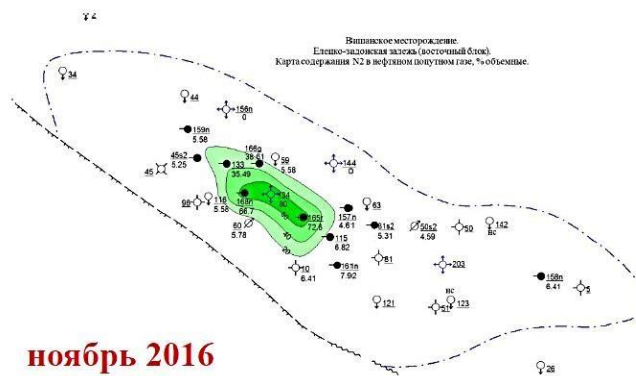
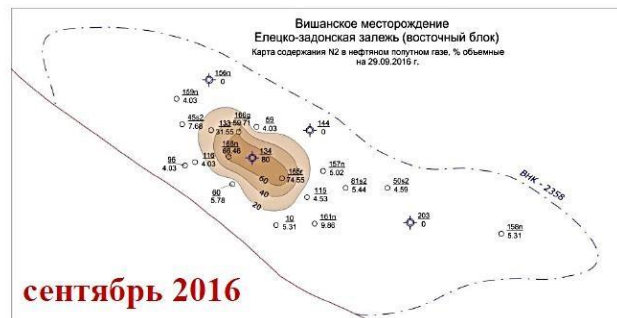
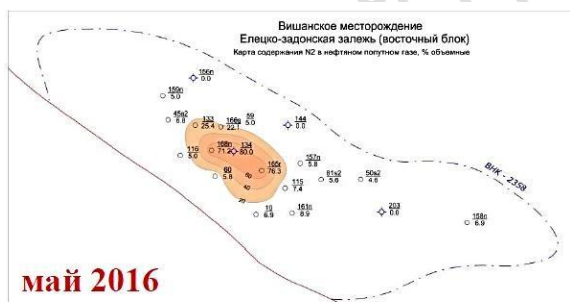
РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ

Согласно Временному технологическому регламенту выполняется предусмотренный аналитический контроль технологических параметров процесса ТГВ, который предполагает проведение исследований по оценке степени изменения физико-химических свойств добываемой продукции (нефти, попутного газа). Объем работ согласно технологическому регламенту – 1 раз в неделю определение состава попутного нефтяного газа (ПНГ), 1 раз в квартал – определение состава и физико-химических свойств нефти.

С 14.10.2014 г. в скважине 165г Вишанской наблюдается существенное увеличение доли азота: с 5 □ 6 % объемных (базовый уровень) до 68 □ 75 % объемных, по состоянию на 01.12.2016 г. доля азота составляет 74%. Также начиная с 01.12.2014 г. по данной скважине наблюдается рост концентрации углекислого газа: с 0,22 % объемных (базовый уровень) до 5,5 □ 6 %, а начиная с 15.05.2015 г. в продукции ПНГ данной скважины наблюдается кислород в объеме до 1,6 %. Газовый фактор по скважине 165г Вишанской вырос по сравнению с базовым значением (26 м<sup>3</sup>/т) в 20 раз. При этом необходимо отметить уменьшение в последние месяцы газового фактора, текущее значение – на уровне 350 – 400 м<sup>3</sup>/т. Также наблюдается увеличение содержания компонентов C<sup>+</sup> в попутном нефтяном газе относительно его метановой составляющей (CH<sub>4</sub>) по сравнению с базовым содержанием на начало реализации технологии ТГВ [1-2].

С учетом увеличения содержания углекислого газа в продукции скважины 165г Вишанская, были начаты мероприятия по дозированию химических реагентов с целью сдерживания коррозионных процессов в скважине и нефтесборных коммуникациях.

С 10.02.2015 г. наблюдается увеличение доли азота в составе ПНГ и по скв.168п Вишанской (по состоянию на 05.08.2015 г. доля азота составляет 65%), с декабря 2015 г. после проведения работ по приобщению вышележащего интервала наблюдается рост концентрации углекислого газа до 3,5 – 4%. (рисунок 3).



**Рисунок 3 – Карты содержания азота в попутном нефтяном газе [2]**

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ



Изменений состава попутно добываемого газа наблюдаются также по скважинам 133 и 166n, по которым текущее содержание азота в ПНГ составляет 35 – 40 % при фоновом значении содержания углекислого газа.

Карты изменения содержания азота в нефтяном попутном газе представлены на рисунке 4.

С целью определения интервалов поступления азота в скважину в период 6 – 8.07.2015 г. в скважине 168n выполнены промысловые геофизические исследования. По результатам исследований выделяются работающие интервалы: 2626 – 2632 м – 93 % (нефть) – *el(tr)*; 2635,5 – 2637 – 7 % (вода) – *zd(vsh)*. По термометрии и методам состава, нефть поступает в скважину через верхние дыры перфорации, из вышележащих пластов коллекторов (заколонный переток из вышележащих неперфорированных интервалов). Нижний интервал перфорации 2664 – 2677 м (*zd(trm-ton)*) не работает.

На основании выполненных ПГИ по скв.134 и 168n можно сделать предположение о преимущественной фильтрации азота воздуха через верхние интервалы туровских отложений елецкого горизонта и поступление в скв.168n через заколонный переток.

С целью увеличения охвата пласта вытеснением по латерали выполнены следующие мероприятия по увеличению Кохв:

- в скв.134 выполнить дострел н/л интервалов 2509 – 2524м (*zd(vsh-trm)*);
- в скв.168n – выполнить дострел в/л интервала 2604 – 2618м (*el(tr)*).
- скв.60 – переход на вышележащий горизонт (*el(tr)*).

Для оценки эффективности реализации технологии термогазового воздействия выполнен анализ работы добывающего фонда скважин до и после начала проведения опытно-промышленной разработки (ОПР) [1].

До начала проведения работ добывающий фонд скважин работал со средними дебитами нефти от 5,7 т/сут (скв.115) до 12,2 т/сут (скв.165r), дебитами жидкости от 6,4 (скв.115) до 13,1 т/сут (скв.165r) и обводненностью от 7,8 % (скв.165r) до 21 % (скв.50s2). Месячная добыча нефти по залежи составляла 1,630 – 1,760 тыс.т, добыча жидкости – 1,840 – 1960 тыс.т. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды по залежи до начала проведения ОПР составляла 130 – 140 %, накопленная – 53,5 %. Динамические уровни в скважинах к моменту начала реализации ТГВ были низкие и доходили практически до 1900 – 2000 м за исключением скважин 50s2 и 157n, где динамические уровни составляли 1200 м и 1400 м.

После начала работ текущая компенсация по залежи с учетом закачки воздуха увеличилась до 300 – 360 %, при этом доля закачки воздуха в месячной компенсации отборов составляет 60 – 70 %. В результате повышения текущей компенсации отборов динамические уровни по скважинам начали расти. Практически по всему добывающему фонду динамические уровни выросли в среднем на 200 – 300 м, лучше всего отреагировали скважины 165r и 168n, у которых динамический уровень вырос на 1400 и 800 м соответственно, что видимо обусловлено как повышением пластового давления, так и наличием пены в затрубном пространстве. С января 2015 г. с целью сдерживания роста обводненности добываемой продукции, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды была снижена до 100 %.

Достаточно высокие темпы нагнетания воздуха в свод залежи и высокая текущая компенсация отборов отразились на текущем пластовом давлении реагирующих скважин.

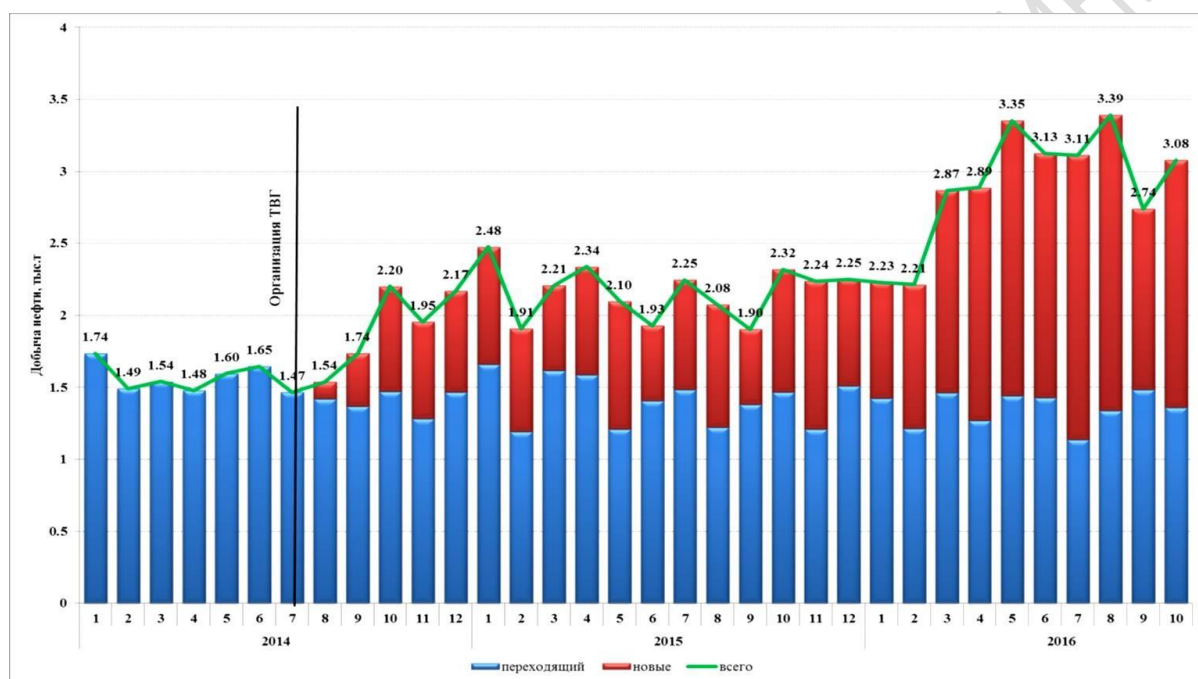
Так по результатам КВУ наблюдается рост текущего пластового давления по скважине 115 с 10,2 МПа до 11,82 МПа, по скважине 133 с 10,28 МПа до 12,97 МПа, по скважине 157n с 13,51 МПа до 17,45 МПа, по скважине 168n с 8,86 МПа до 15,47 МПа.

С целью оценки эффективности внедрения данной технологии на межсолевой залежи II блока Вишанского месторождения выполнена оценка прироста добычи по сравнению с базовой добычей (средняя добыча нефти за 3 месяца до проведения работ).

РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ

Из всех добывающих скважин прирост добычи нефти по сравнению с базовой добычей (отмечен только по скважинам 115, 133, 157n, 165г и 168n, по которым дебит нефти по сравнению с базовым дебитом увеличился на 0,5 – 1,5. Дополнительная добыча нефти, рассчитанная прямым методом с учетом как положительных, так и отрицательных тенденций в добыче по каждой скважине, оценивается по состоянию на 01.01.2017 г. в 2,6 тыс.т.

Увеличение добычи нефти в целом по залежи в сравнении с базовой величиной произошло за счет ввода в эксплуатацию новых добывающих скважин 158n, 159n и 45s2, которые были введены после начала работ по ТГВ. Начальные дебиты нефти по этим скважинам составили 12,7 т/сут, 12,3 т/сут и 7,2 т/сут соответственно. Добыча нефти по переходящему фонду скважин представлена на рисунке 4 [2].



**Рисунок 4 – Динамика добычи нефти по межсоловой залежи II блока Вишанского месторождения [2]**

Выводы по результатам анализа текущей ситуации в реализации технологии термогазового воздействия:

- подтверждено начало самопроизвольных окислительных процессов в пласте;
- отмечено неравномерное распространение фронта вытеснения;
- рассчитана величина дополнительной добычи нефти.

### Список литературы

1. Опытнo-производственные работы по термогазовому воздействию на межсоловой залежи Вишанского месторождения: производственный отчет. – Гомель: БелНИПИнефть, – 2017 г. – 168 с.
2. Уточненный проект разработки Вишанского месторождения. БелНИПИнефть. Гомель. □ 2011 г. □ 180 с.



РЕПОЗИТОРИЙ ГГУ ИМЕНИ Ф. СКОРИНЫ