

УДК 622.276.58

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОРСИРОВАННОГО ОТБОРА ЖИДКОСТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

(на примере месторождений ПАО «Татнефть»)

¹Р.С. Хисамов, ²А.В. Насыбуллин, ²Н.Р. Нуртдинов

¹ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина

² Институт «ТатНИПИнефть»

EFFICIENCY OF FORCED FLUID RECOVERY AT THE LATE STAGE OF DEVELOPMENT (case studies from Tatneft's fields)

¹R.S. Khisamov, ²A.V. Nasybullin, ²N.R. Nurtdinov

¹PJSC TATNEFT

²TatNIPIeft Institute

E-mail: arslan@tatnipi.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу эффективности форсированного отбора жидкости в условиях поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Приведены теоретические основы метода, проведён анализ работы скважин до и во время форсированного режима на примере месторождений ПАО «Татнефть». Рассмотрено изменение текущих показателей разработки и влияние метода на конечное нефтеизвлечение.

Abstract. The paper reviews the efficiency of forced fluid recovery method under conditions encountered at late stages of reservoir development. The theoretical framework is presented. Well performance analysis has been conducted before and during forced fluid recovery at Tatneft's fields. Changes in production behavior and effects on ultimate oil recovery have been considered.

Ключевые слова: Форсированный отбор жидкости, разработка нефтяных месторождений, скважина, добыча, нефтеотдача, дебит нефти.

Key words: forced fluid recovery, oil fields development, well, production, oil recovery, oil flow rate

Термин "форсированный отбор жидкости», как правило, используют для отражения геолого-технических мероприятий, проводимых с увеличением получения жидкости при интенсификации добычи нефти данного объекта воздействия. При этом объектом воздействия могут быть как отдельные скважины, эксплуатирующие неоднородные пласты, отдельные участки или зоны выработки с различной текущей нефтенасыщенностью, так и застойные зоны, зоны стягивания фронтов вытеснения и др. Применение форсированного отбора жидкости, даже по отдельным скважинам, без учёта общего состояния разработки участка может привести к таким отрицательным результатам как снижение добычи нефти по объекту и увеличение себестоимости добычи нефти [1-5].

В связи с тем, что в последние годы принята концепция ограничения отбора жидкости по высокопродуктивным обводненным пластам за счёт применения различных геолого-технических мероприятий, с одновременным ограничением закачки воды, переводом нагнетательных скважин с высокопродуктивных пластов на менее продуктивные, не вовлечённые в разработку, пласты, при разработке многопластовых объектов типа Ромашкинского месторождения особое внимание при форсированном отборе должно уделяться вопросам компенсации отборов жидкости закачкой воды.

Форсированный отбор жидкости (ФОЖ) как метод интенсификации добычи нефти начал внедряться на старейших нефтяных промыслах Азербайджана в 1933-1938 гг. [6]. С целью получения опытных данных для

выявления целесообразности форсирования добычи нефти отбор жидкости из скважин был увеличен на 50-70%. При этом было установлено, что положительный эффект увеличения дебита нефти является длительным, что позволило сделать вывод о целесообразности широкого внедрения метода на других объектах разработки. В последующие годы форсированный отбор жидкости широко применялся на нефтяных месторождениях России, что позволило приобрести большой опыт в данном вопросе. Результаты этих работ детально были проанализированы Щелкачевым В.Н. [4], который показал, что ФОЖ не только позволял сдерживать темпы падения добычи нефти, но и способствовал увеличению КИН. Капитальный труд, посвященный форсированному отбору жидкости опубликован Овнатановым С.Т. и Карапетовым Н.А. в 1946 году [5].

Несмотря на имеющиеся положительные результаты внедрения однозначного мнения о влиянии темпа разработки месторождения на эффективность извлечения нефти не существует. Одни специалисты считают, что малые темпы разработки способствуют повышению нефтеотдачи пластов, другие, наоборот, полагают, что высокие темпы отбора и скорости фильтрации жидкости увеличивают степень извлечения нефти, третьи убеждены, что для каждого месторождения необходима своя оптимальная скорость вытеснения нефти, обеспечивающая наибольшую нефтеотдачу пластов, так же есть мнение о независимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки [7, 8]. В 60-х годах прошлого столетия специалисты Гипровостокнефти и других институтов, обобщив опыт разработки месторождений Самарской области, установили принципиальное отсутствие зависимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки по промысловым данным.

Б. Е. Кисилenko и Ф. А. Кеннави экспериментально, на модели пласта длиной 1,5 м показали, что при градиентах давления более 0,01 МПа/м водонасыщенность, а, следовательно, и нефтеотдача пласта,

соответствующая определенному водонефтяному фактору, практически не зависят от градиента давления. Аналогичные выводы на основе различных анализов промысловых энных сделаны во многих работах.

Американские ученые С. Пирсон и Ф. Крейг, авторитетные специалисты по заводнению, на основе экспериментальных исследований доказывают [9], что нефтеотдача зависит от темпа (скорости) вытеснения нефти водой только в сильнонаклонных пластах (более 30°). В этих случаях вытеснение нефти водой снизу-вверх при малой скорости подъёма контакта может увеличить нефтеотдачу пласта по сравнению с горизонтальным пластом, а при вытеснении сверху вниз только высокая скорость движения контакта может приблизить нефтеотдачу к величине, достигаемой в горизонтальном пласте. Для малонаклонных и горизонтальных пластов Ф. Крейг отмечает, что изменение темпа нагнетания воды в пласты в 5 раз и более оказывает малое влияние на нефтеотдачу.

Действительно, по вопросу применения форсированного отбора жидкости имеются противоречивые данные. Рассмотрим механизм действия метода применительно к изменению КИН. По имеющимся в печати многочисленным данным ФОЖ действует, в первую очередь, на коэффициент охвата заводнением в неоднородных пластах. В более проницаемых пластах скорость фильтрации оказывается большей, чем в малопроницаемых, что способствует более интенсивному продвижению воды. В результате к моменту полного обводнения скважины в пласте остаются целики нефти, расположенные в малопроницаемых участках пласта. Чем больше разница в проницаемости отдельных пропластков или участков пласта, тем интенсивнее обводняются скважины и больше остаётся не извлечённой нефти. При форсировании отбора жидкости увеличивается депрессия на пласт. В более проницаемых пропластках (участках) давление снижается с большей скоростью, чем в менее

проницаемых, между ними возникает перепад давления, что способствует перетоку не вовлечённой ранее в разработку нефти. При движении воды в зоне, занятой нефтью, происходит процесс разрушения пристенного слоя нефти под действием поверхностно-активных и механических сил, создаваемых инерцией потока жидкости более интенсивно при повышенных скоростях фильтрации.

Кроме увеличения охвата, ФОЖ влияет на увеличение коэффициента вытеснения. В работе Бузинова С.М. [10] приводится график зависимости остаточной нефтенасыщенности от скорости фильтрации.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать заключение об отсутствии либо о наличии влияния ФОЖ на КИН, что, в конечном счёте, определяется особенностями геологического строения и степенью неоднородности залежей нефти.

Эффективность форсированного отбора жидкости оценивают по промысловым данным, эксплуатационным характеристикам отдельных скважин или групп скважин, переведенных на форсированный отбор. По данным зарубежных и отечественных специалистов для неоднородных терригенных пластов с толщиной менее 10 м, проницаемостью более $0,3 \text{ мкм}^2$, пористостью 10-24 %, содержащих нефти невысокой вязкости, разрабатываемых при давлении больше давления насыщения, форсированный отбор жидкости может дать увеличение нефтеотдачи до 2-3 %, водонефтяной фактор при этом увеличивается на $40 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и более. Увеличение нефтеотдачи обусловлено не только продлением срока рентабельной работы скважин, но и в ряде случаев подключением в работу пор и пропластков, не участвующих в фильтрации до интенсификации отборов, отмывом пристенных слоёв нефти.

Зависимость эффективности форсированного отбора жидкости от многих геолого-физических факторов, от системы разработки, от геологического строения месторождения требует определения и оценки

этих факторов при разработке многопластовых залежей на поздней стадии.

В ПАО «Татнефть» вопрос об эффективности выполненных на Ромашкинском месторождении ФОЖ с 1981 года проанализированы в несколько этапов по различным типам коллекторов и свойствам нефтей, которые представлены в работах. [1, 3, 11, 12]

С 1981 года по горизонту D_1 Абдрахмановской площади переведены на форсированный отбор жидкости 266 скважин, из которых на форсированном отборе на 1.01.1995 г. находились 24 скважины. До перевода на форсированный отбор жидкости эти скважины имели суммарный дебит жидкости 3160 м³/сут, нефти - 79,8 т/сут, обводненность - 97,5 %, после перевода, соответственно, 7018 м³/сут, 210 т/сут, 97,0% и на 1.01.1995 г., соответственно, 4513 м³/сут, 160 т/сут, 96,4% при средней обводнённости добываемой жидкости по горизонту D_1 - 94,1 %.

Эффективность форсированного отбора жидкости, в первую очередь, можно оценить путём сопоставления дебитов нефти, жидкости и обводненности до и после изменения режимов работы скважин. За счёт форсированного отбора жидкости за 14 лет на Абдрахмановской площади дополнительно добыто 1099 тыс. т нефти, в том числе за 1994 год – 33,1 тыс. т нефти и 607 тыс. т жидкости. При этом, учитывая высокую обводнённость скважин, переводимых на форсированный отбор жидкости и низкие темпы годового прироста обводнённости, при оценке эффективности не учитывался естественный рост обводнённости, что в какой-то мере снизил величину расчётной эффективности от фактической.

Анализ эффективности проводился по скважинам, которые переводили на форсированный отбор жидкости в первые 6 лет. В связи с тем, что с 1986 года шло целенаправленное ограничение отбора жидкости по горизонту D_1 , анализ проводился по скважинам, переведённым на ФОЖ в 1981-1985гг. За этот период на форсированный отбор переведено 127 скважин из которых по состоянию на 1.01.1986 г. на форсированном

отборе находились 94 скважины с суммарным суточным отбором жидкости - 20709 т/сут, нефти - 942 т/сут.

Общая эффективность форсированного отбора показана в табл. 1.

Таблица 1

Общая эффективность форсированного отбора

Показатели	До перевода	После перевода	На 01.01.1986г.
Суммарный суточный отбор жидкости, т/сут	24374	36572	20709
Средний дебит 1 скважины по жидкости, т/сут	214	320	220
Суммарный суточный отбор нефти, т/сут	1068	1764	942
Средний дебит 1 скважины по нефти, т/сут	9,37	15,47	10,02
Обводненность, % вес	95,6	95,2	95,45
Пластовое давление, МПа	19,1	18,7	17,3
Забойное давление, МПа	14,9	11	10,6

За счёт форсированного отбора жидкости за 1985 год получен прирост добычи нефти 151,6 тыс. т.

Анализ эффективности форсированного отбора жидкости по горизонту Д₁ проведён по 95 скважинам. Благодаря форсированному отбору за 1981-1985 гг. получен прирост добычи 352,5 тыс. т нефти и 4345,7 тыс. т жидкости. Средняя эффективность на 1 скважину по нефти - 4,6 т/сут, по жидкости - 82,9 т/сут в 6-ой год форсированного отбора.

Как показал анализ эффективности форсированного отбора жидкости, в зависимости от структуры вырабатываемых запасов по блокам горизонта Д₁, основной объём работ по форсированному отбору жидкости выполняется при выработке запасов нефти линий стягивания (61%) и тупиковых зон (27,4%). Наибольший абсолютный прирост добычи нефти в год форсировки на 1 скважину (913 т) получен из скважин линии стягивания. Необходимо отметить, что максимальный суточный прирост дебита нефти получен из скважины ВНЗ, но работа проведена только на 1 скважине. Анализ эффективности форсированного отбора жидкости в зависимости от количества и толщины перфорированных пластов показал,

что более эффективными явились работы при проведении форсированного отбора жидкости в скважинах с меньшим количеством перфорированных пластов и толщине перфорированного пласта (менее 6 м). Анализ прироста добычи нефти от увеличения добычи жидкости на единицу перфорированной толщины показал наличие прямой зависимости, что и могло явиться причиной низкой эффективности по скважинам с большой перфорированной толщиной пласта.

Наибольший прирост добычи нефти на 1 скважину в год форсировки, при высокой стабильности эффективности в последующие годы, получен при обводнённости добываемой продукции скважин на дату форсировки, равной 95-97%. Наибольший технологический эффект по нефти получен по тем пластам, где обеспечен самый высокий прирост дебита жидкости, независимо от обводнённости скважин на дату перевода скважин на форсированный отбор жидкости.

Анализ эффективности форсированного отбора жидкости добывающих скважин в зависимости от расстояния до нагнетательной скважины показал, что при расстояниях до нагнетательной скважины 350 м прирост дебита нефти составляет 9,3 т/сут. В то же время анализ по блокам горизонта Д₁ показал, что по семи блокам из восьми максимальное значение прироста дебита нефти достигнуто при расстояниях около 500 м и минимальное при расстояниях менее 350 м и более 1500м.

Для оценки интерференции при форсированном отборе жидкости был проанализирован VI блок горизонта Д₁ Абдрахмановской площади, по которому на форсированный отбор жидкости переведено 25 скважин, в том числе по пластам «гд» 15 скважин.

В течение 5 лет за счет форсированного отбора жидкости дополнительно добыто 108,7 тыс. т нефти и 3755,4 тыс. т жидкости, т.е. средняя обводнённость дополнительно добываемой жидкости 91,7 % при среднем по «гд» VI блока - 92,6 %. Прирост добычи жидкости по пласту

«гд» VI блока за 6 лет составил 4311 тыс.т. Увеличение отбора жидкости путём форсированного отбора привело к увеличению отбора жидкости и в целом по пласту «гд», что говорит о практическом отсутствии интерференции скважин при разработке коллекторов с развитой системой заводнения и при наличии компенсации отборов жидкости закачкой воды.

Как показали сравнения эксплуатационных характеристик по каждой скважине, переведённой на форсированный отбор за 6 месяцев до и после проведения ГТМ, 1,1-2,0 – кратное увеличение дебита жидкости произошло почти по 90 % скважин, в том числе 1,5-2 кратное в 51,9% скважин, 1,1-1,4 раза в 37,9% фонда скважин. За этот период по всем этим скважинам увеличился дебит нефти с 7,2 до 10,4 т/сут, т.е. в 1,4 раза, жидкости с 152,3 м³/сут до 223,9 м³/сут, т.е. в 1,5 раза, обводнённости с 95,3 до 95,4 %.

Анализ эффективности по скважине 13904 и в целом по участку с использованием ХВ, математического моделирования показал отсутствие интерференции (не более 4-5 %).

Таким образом, проведённый анализ эффективности форсированного отбора жидкости на Абдрахмановской площади показал:

- перевод 127 скважин на форсированный отбор жидкости за 6 лет позволил дополнительно добыть 352,5 тыс. т нефти, причём увеличение добычи жидкости в 1,5 раза привело к увеличению добычи нефти в 1,65 раза и снизило обводнённость на 0,4%;
- наибольший технологический эффект, форсированный отбор жидкости даёт по тем объектам, по которым ведётся постоянное совершенствование системы заводнения, вводятся дополнительные мощности нагнетательных скважин, КНС в системе поддержания пластового давления и обеспечивается компенсация отборов жидкости закачкой воды;
- наибольший технологический эффект от форсированного отбора

- жидкости дают скважины, вырабатывающие линии стягивания, а наименьший – тупиковые зоны;
- оптимальное расстояние от скважины, переводимой на форсированный отбор жидкости, до нагнетательной составляет около 500 м (при плотности сетки скважин $15 \times 10^4 \text{ м}^2$ на 1 скважину);
 - при переводе на форсированный отбор жидкости скважин, эксплуатирующих пласты с развитой системой заводнения, интерференция составляет не более 5%, т.е. форсированный отбор жидкости из обводнённых пластов является одним из методов более полной выработки пластов на поздней стадии разработки.

Для изучения эффективности ФОЖ коллекторов с двойной пористостью насыщенных неньютоновскими нефтями в 2004-2011 гг на залежи 303 (серпуховские отложения) Ромашкинского месторождения были проведены экспериментальные работы [11]. Анализ показал, что ФОЖ приводит к росту коэффициентов продуктивности и гидропроводности благодаря проявлению нелинейной фильтрации, преимущественно обусловленной неньютоновскими свойствами нефти, подтверждённое гидродинамическими исследованиями скважин.

Механизм процесса заключается в том, что при переводе скважин на ФОЖ увеличивается депрессия на пласт и, следовательно, градиента давления между трещинами и блоками, а это приводит к увеличению доли нефти, поступающей из матрицы. По группе скважин с момента их перевода на ФОЖ до 99 %-ной обводненности продукции, при их работе без ФОЖ, добыча нефти и жидкости составили бы, соответственно, 1440 и 25056 тонн, а при ФОЖ они составили 9123 и 132346 тонн, среднее время эксплуатации скважин составило бы 62,3 и 19,7 месяца.

Принципиально важным выводом является то, что не могут быть одни и те же критерии выбора скважин для перевода на ФОЖ и одни и те же требования по степени форсирования для разных залежей и

месторождений нефти. В работе также приведена математическая модель процесса ФОЖ и результаты выполненных экспериментов.

Вступление крупнейших, крупных и средних по объёмам запасов нефти месторождений России в зрелую стадию разработки характеризуется наличием значительного количества скважин с высокой степенью обводнённости. Оценка экономической эффективности эксплуатации отдельных скважин показывает, что объём добытой нефти в ряде скважин не обеспечивает даже компенсацию затрат на использование электрической энергии на её извлечение. Недропользователь, вложивший значительные средства на бурение скважин, её обустройство заинтересован в извлечении прибыли из каждой скважины, с каждого месторождения, объекта разработки.

Вопросы определения оптимальных темпов отборов жидкости обеспечивающих баланс интересов государства – максимум коэффициента извлечения нефти из месторождения, соответственно, налогов, платежей и недропользователя – обеспечение максимума дохода и рентабельности эксплуатации месторождения регулируется принятыми законодательными актами. Эти вопросы предметно обсуждаются на заседаниях ЦКР Роснедра, в печати и стали предметом научного анализа видных учёных нефтяников нашей страны (Баишев Б.Т., Базив В.Ф., Гавура В.Е., Иванова М.М., Лысенко В.Д., Муслимов Р.Х., Мухарский Э.Д., Ованесов Г.П., Сазанов Б.Ф., Сургучев М.А., Халимов Э.М., Щелкачев В.Н. и др.)

Подробный анализ влияния темпов отборов жидкости на КИН по многим месторождениям России выполнен в работе Базива В.Ф. [13].

Основной вывод работы: «однако, определяющей судьбу нефтеотдачи и влияющей на охват пластов процессами промывки (Кохв.), является расчленённость продуктивных пластов (Кр) (стр.387).

С учётом того, что уже прошло значительное время, и степень выработки запасов нефти Ромашкинского месторождения увеличилась, в

данной работе выполнен анализ эффективности ФОЖ скважин, где применили ФОЖ в 2015 году.

Проанализированы и обобщены показатели эксплуатации скважин по семи НГДУ (Азнакаевскнефть, Бавлынефть, Джалильнефть, Нурлатнефть, Елховнефть, Прикамнефть, Лениногорскнефть). В анализе использовались данные по 53 скважинам, в которых был проведено ФОЖ.

Из всего рассматриваемого фонда - 39 скважин работают на кыновский и пашийский горизонты, 8 скважин на тульский, бобриковский, радаевский горизонты, 6 скважин на протвинский и башкирский горизонты.

Анализируемые скважины, в основном, имеют длительную историю разработки, что можно проследить на примере скважины № 1623. (рис.1).

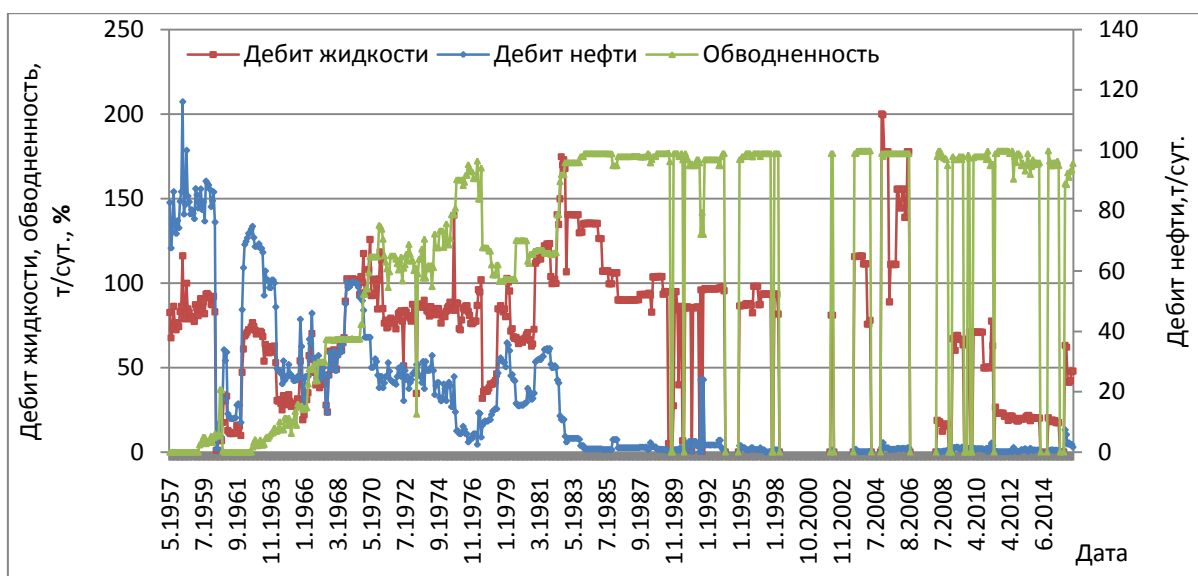


Рис.1 Динамика основных показателей по скважине №1623 НГДУ «Азнакаевскнефть»

Сравнивая показатели по дебиту скважин до и во время проведения форсированного отбора можно судить, что в основном все скважины имеют положительную динамику (рис.2, рис.3). Для анализа был взят средний дебит нефти, жидкости и обводнённости за год до мероприятия и во время мероприятия.

Распределения скважин по изменению обводненности до и во время мероприятия не претерпело существенных изменений (рис.3).

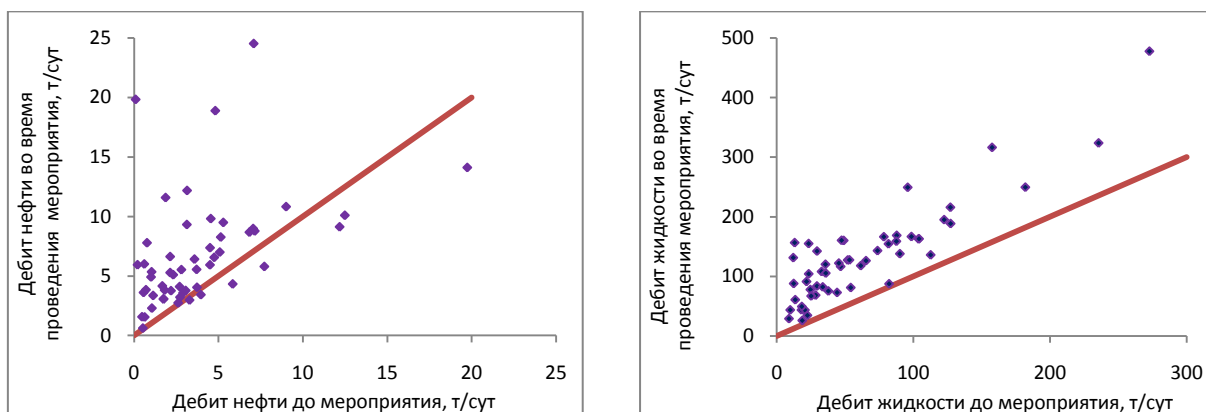


Рис.2. График дебитов нефти и жидкости по скважинам.

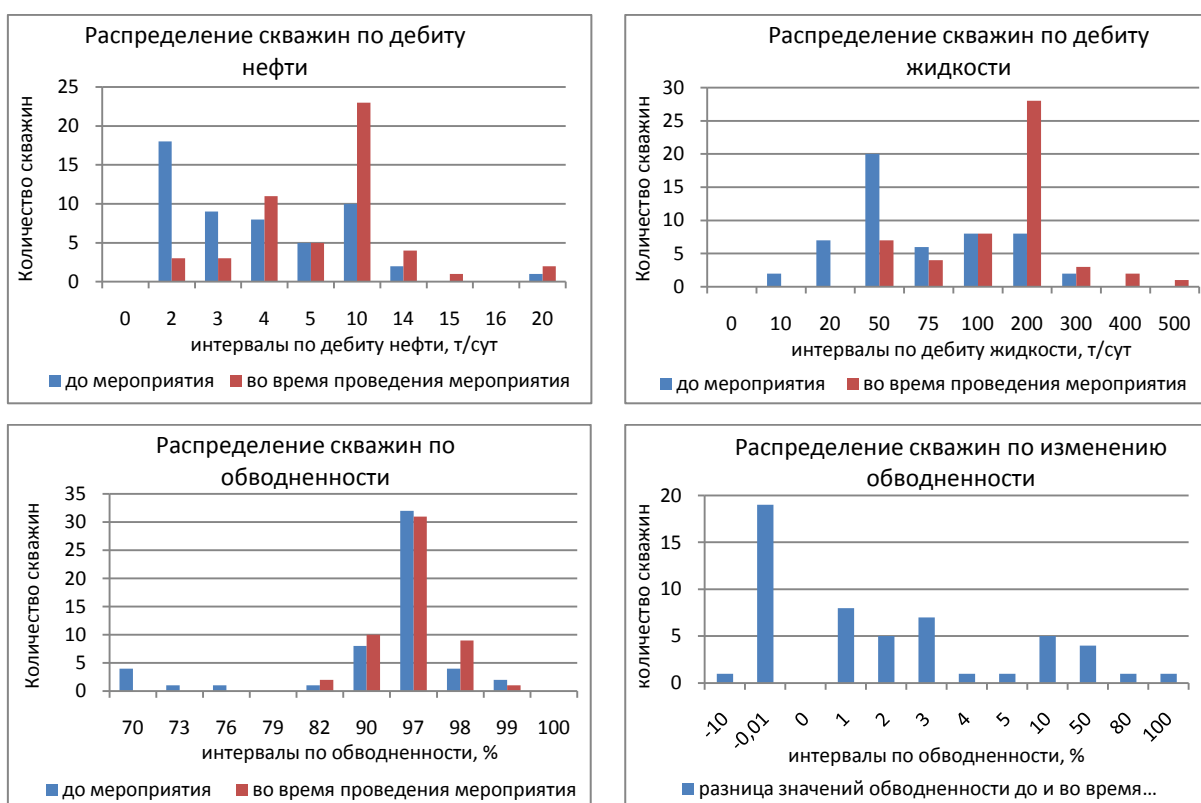


Рис.3 Графики распределения скважин (до и во время форсировки)

На скважинах 37854д +37870д на фоне увеличения добычи жидкости просматривается кратковременное увеличение дебита нефти с последующим его резким падением и ростом обводненности. Скважины притянули к себе воду, и как следствие это привело к уменьшению вовлеченных запасов нефти (рис.4, 5). Скважины, у которых малый процент воды в добываемой продукции не благоприятны для проведения ФОЖ.

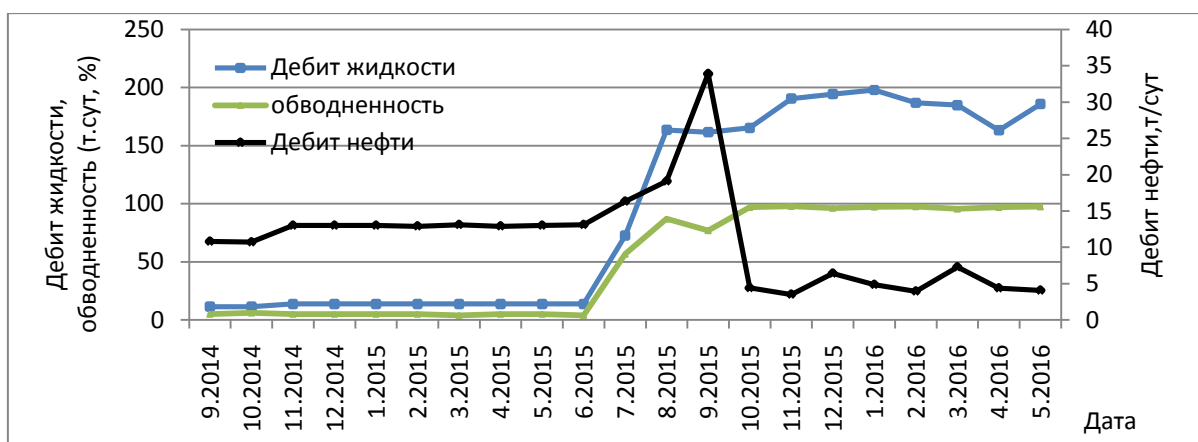


Рис. 4. Динамика основных показателей (дебит нефти, жидкости, обводненность) по скв. № 37870Д

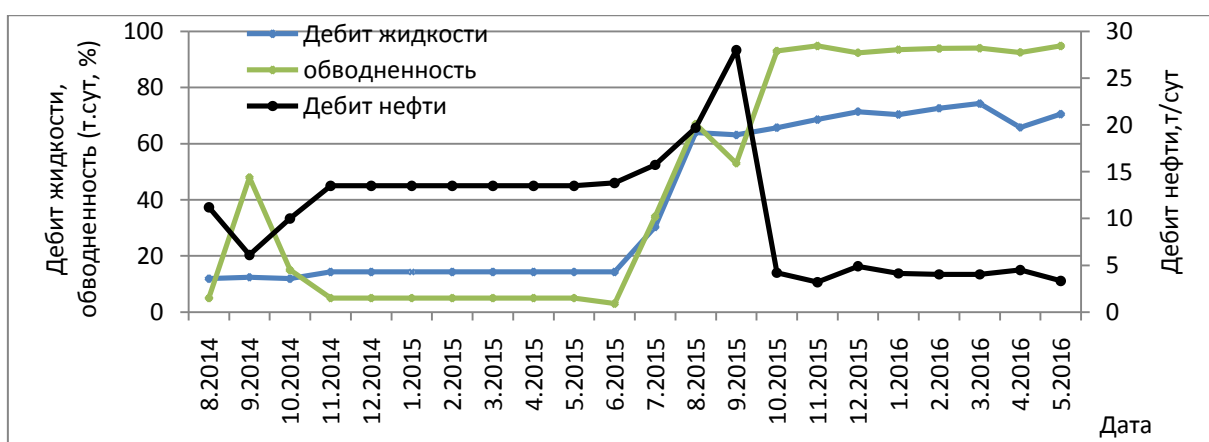


Рис. 5 Динамика основных показателей (дебит нефти, жидкости, обводненность) по скв. № 37854Д

Скважина №37851Д обводнившаяся до 86% даёт прирост добычи нефти во время проведения ФОЖ, но при этом дебит нефти значительно и резко падает при дальнейшем проведении мероприятия (рис. 6).

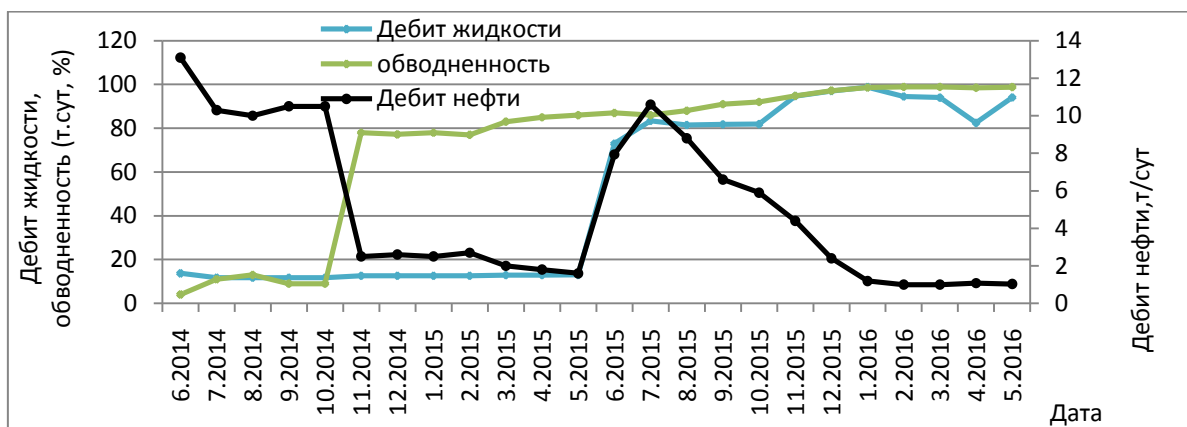


Рис 6. Динамика основных показателей (дебит нефти, жидкости, обводненность) по скв. № 37851Д

Скважина 37851Д при высокой обводненности 78,4% во время форсированного отбора, даёт кратковременное увеличения дебита нефти, но вовлеченные запасы уменьшаются (рис. 7).

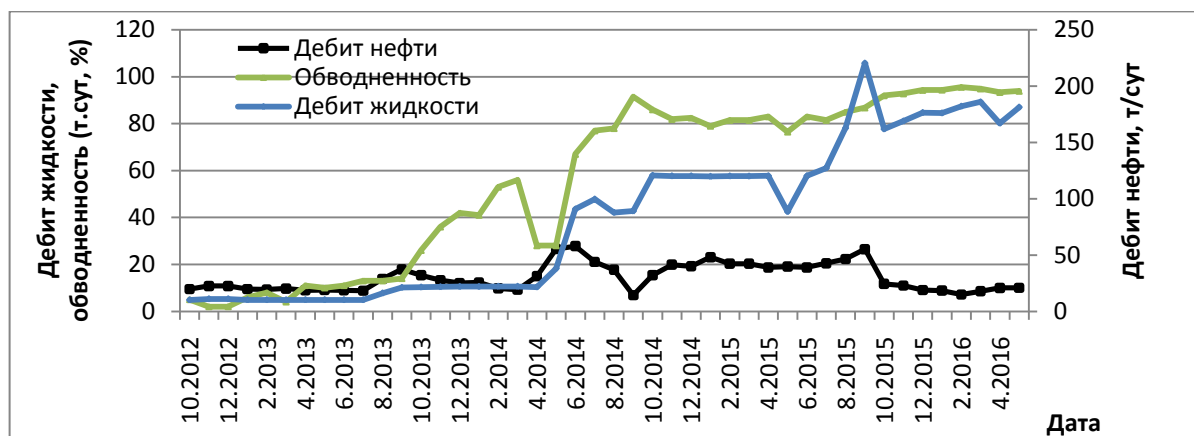


Рис 7. Динамика основных показателей (дебит нефти, жидкости, обводненность) по скв. № 37851Д

Из анализа скважин НГДУ «Лениногорскнефть», работающих на протвинские и башкирские отложения, можно сделать вывод, что ФОЖ в карбонатных коллекторах следует проводить в скважинах с обводненностью более 80 %.

В целом по выбранным скважинам: среднее значение дебита по нефти до и после мероприятия 3,8-6,77 т/сут, жидкости 64,04-133,39 т/сут, обводнённости 87,58-92,6%.

Установить целесообразность проведения ФОЖ можно с помощью графика процентного содержания нефти в добываемой продукции (жидкости) (рис. 8).

Анализируя данное представление процентного содержания нефти в добываемой жидкости прослеживается различная ситуацию по НГДУ, стабильность, снижение, рост.

При оценке добычи нефти в целом по НГДУ просматривается положительная динамика (рис. 9, 10), а также в целом по всем скважинам. ФОЖ по скважинам был проведен в районе 6 месяца 2015 года.

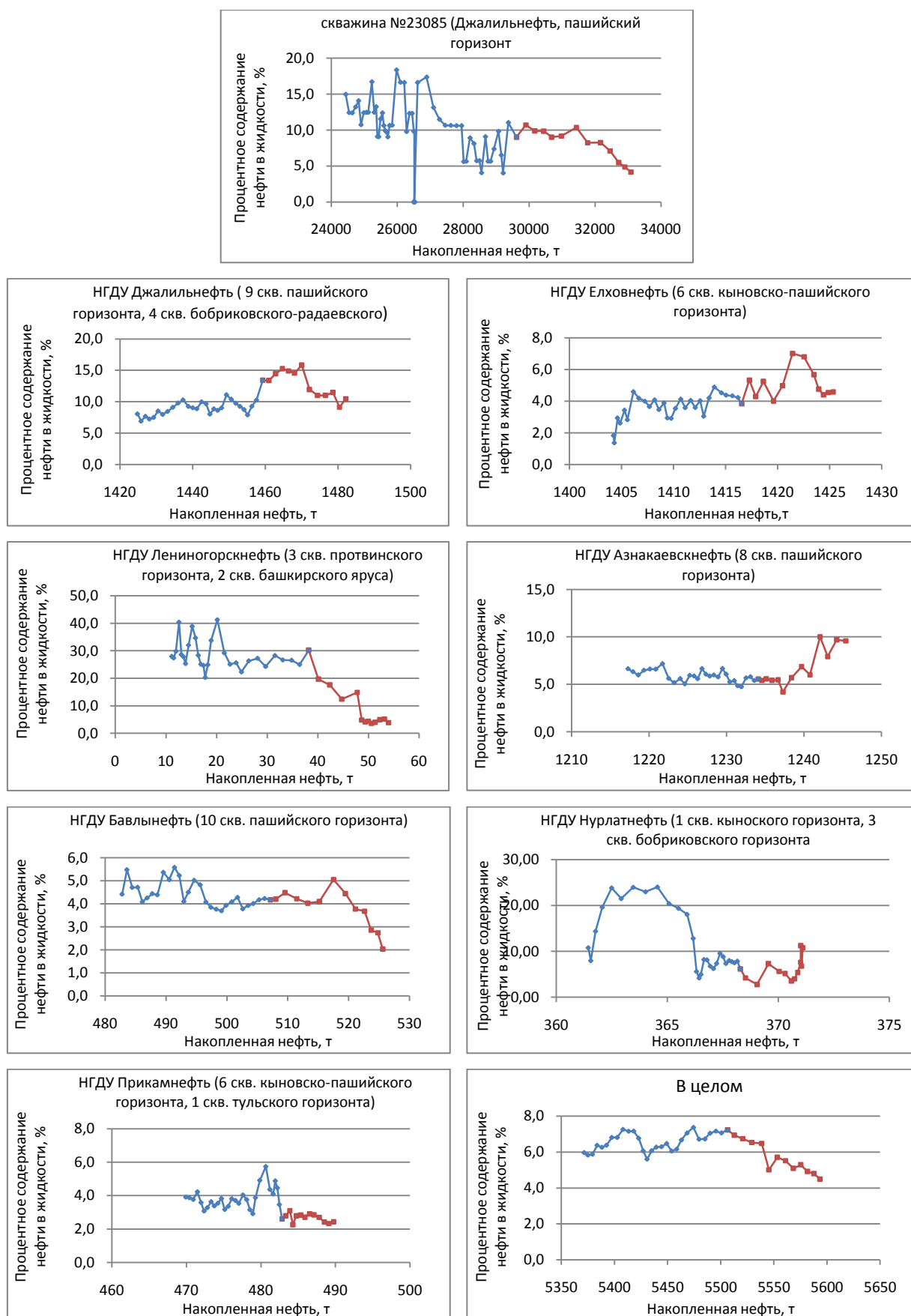


Рис. 8. Процентное содержание нефти в добываемой продукции. (до проведения ФОЖ – синий, во время проведения ФОЖ – красный)

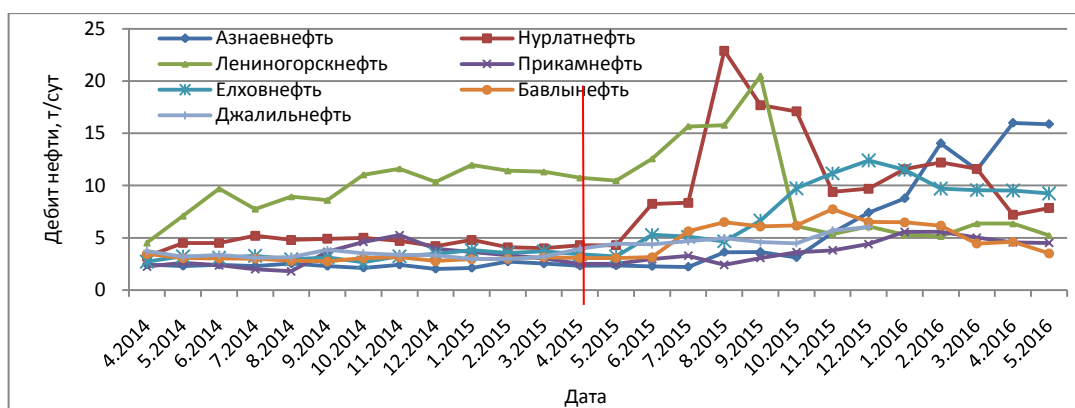


Рис.9 Динамика дебита нефти (среднее) по скважинам ФОЖ по НГДУ

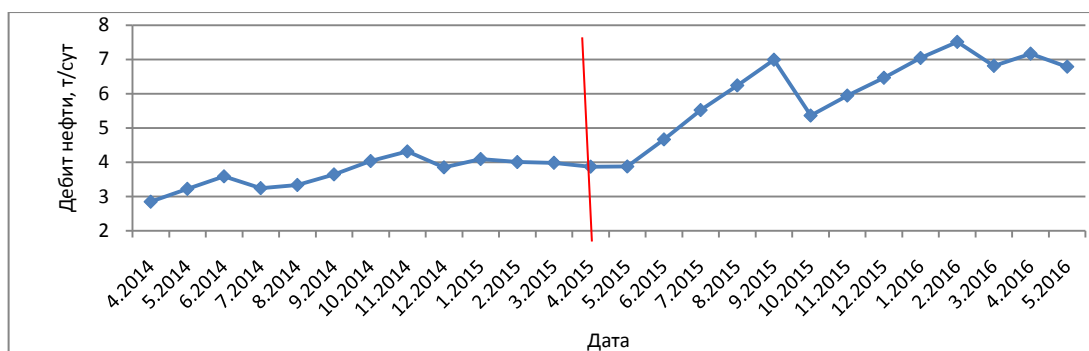


Рис.10. Динамика дебита нефти (среднее) по скважинам ФОЖ по рассматриваемым скважинам в целом.

Остановка скважин на некоторое время перед ФОЖ улучшает показатели разработки (рис. 11) в результате перераспределения потоков жидкости в пласте и вовлечения не выработанных участков за счёт капиллярной пропитки.

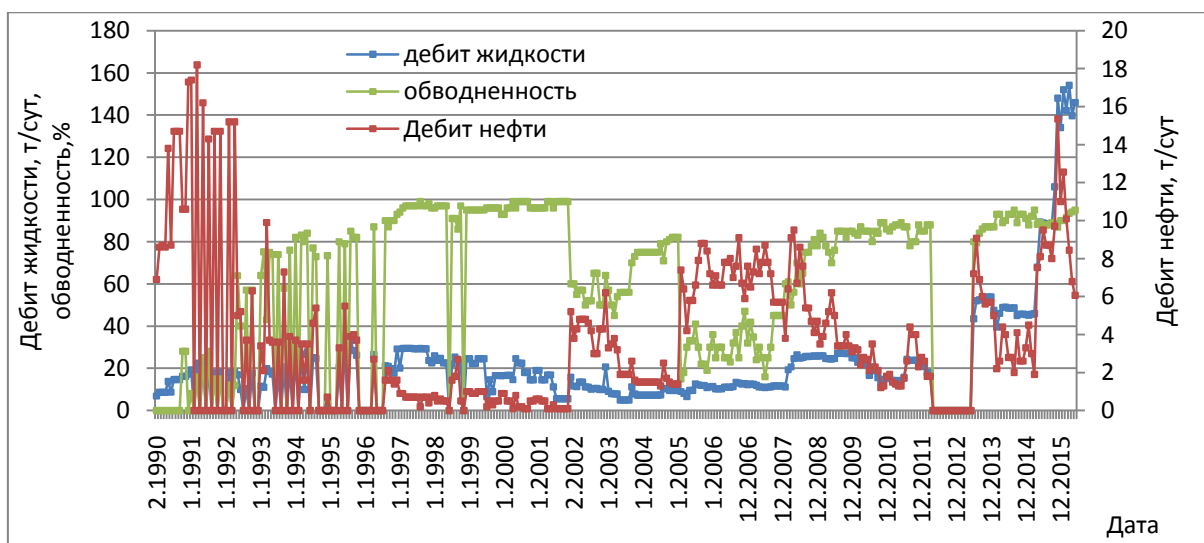


Рис. 11 Динамика дебитов нефти и жидкости, обводненность по скважине №23085 НГДУ «Джалильнефть»

Оценка эффективности проведённых мероприятий с помощью анализа кратности увеличения дебитов нефти и жидкости.

K_n - кратность изменения дебита нефти, представляющий отношение среднесуточного дебита в первый год после проведения форсирования к среднесуточному дебиту за предыдущий год.

K_j - кратность изменения жидкости в те же периоды времени.

Данные параметры взаимосвязаны, что предполагает их совместный анализ.

1. $K_n > K_j$, $K_n > 1$. Скважины с высокой эффективностью форсирования. (39% скважин).
2. $K_n < K_j$, $K_n > 1$. Скважины с удовлетворительной эффективностью форсирования (46% скважин).
3. $K_n < K_j$, $K_n < 1$. Скважины с низкой эффективностью форсирования (13% скважин).
4. $K_n < K_j$, $K_n < K_o < 1$. Скважины с отрицательными результатами, (2% скважин),

где, K_o - кратность изменения среднесуточного дебита нефти в период предшествующий форсированию, по фактическим данным его величина составляет 0,9-0,95.

K_j - кратность увеличения отбора жидкости:

$$K_j = q_{жср} / q_{жо}, (1)$$

где, $q_{жср}$ – средний суточный дебит жидкости за период форсирования;

$q_{жо}$ – средний суточный дебит жидкости до форсирования;

K_n – кратность изменения среднего дебита нефти:

$$K_n = q_{нср} / q_{но}, (2)$$

где, $q_{нср}$, $q_{но}$ – средние суточные дебиты нефти для тех же периодов.

A – отношение кратности изменения дебита нефти к кратности увеличения отбора жидкости:

$$a = K_n / K_{ж}, (3)$$

При этом считается, что скважины имеют высокую эффективность форсирования, если соблюдается условие:

$$a \geq 1, K_n > 1. (4)$$

если соблюдается условие:

$$a < 1, K_n \geq 1, (5)$$

то скважины имеют удовлетворительную эффективность форсирования, и если соблюдается условие:

$$a < 1, K_n < 1, (6)$$

то в скважинах отрицательные результаты форсирования.

Применение данных параметров принято в соответствии с работами Усенко В.Ф., Еникеева В.Р., Хисамутдинова Н.И. [14] .

График соотношения кратности увеличения дебитов по скважинам приведен на рис. 12.

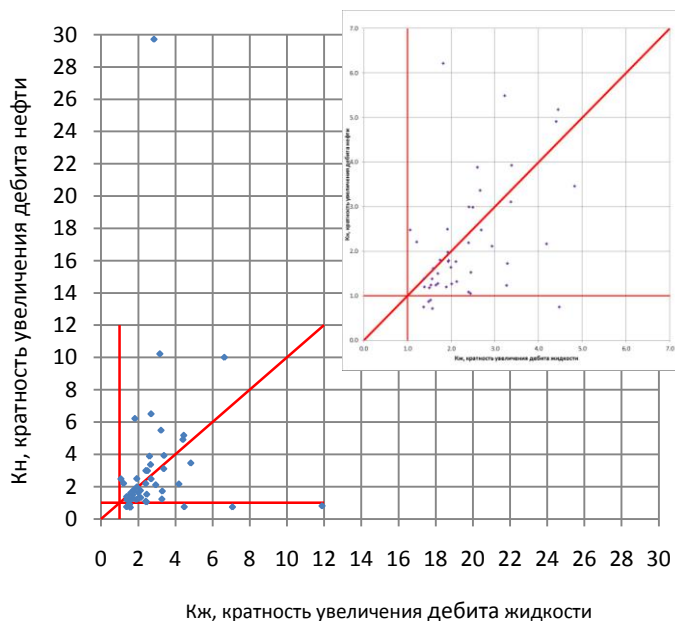


Рис.12 График соотношения кратности увеличения дебитов по скважинам.

После выборки данных с условием $K_n > 1$ и $a > 1$ - выделение успешных скважин (23 шт.), прослеживается взаимосвязь между средним дебитом до мероприятия и после мероприятия, линейной зависимостью с приемлемым коэффициентом корреляции (рис.13).

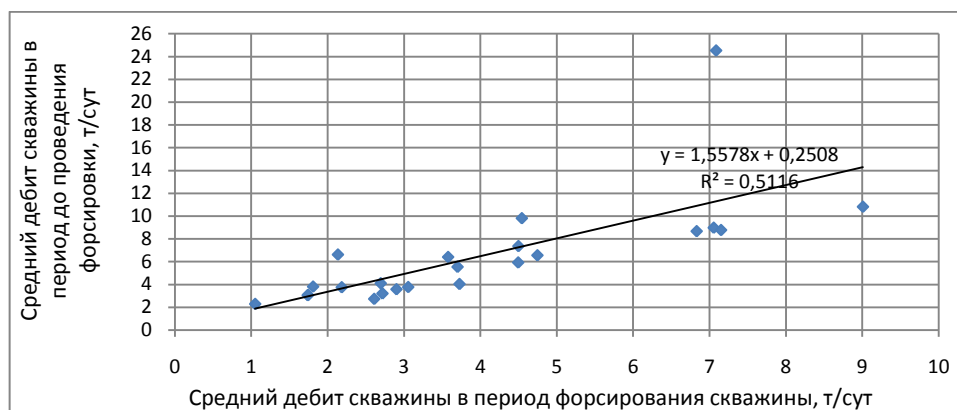


Рис.13. Зависимость средних дебитов нефти по скважинам до и во время проведения ФОЖ

Несмотря на улучшение текущих показателей разработки возникло предположение, что ФОЖ может привести к потере извлекаемых запасов нефти. Для проверки данной гипотезы был проведён анализ изменения вовлеченных запасов нефти в результате ФОЖ. Проведённый анализ по вовлеченным запасам показал прирост запасов, исключая некоторые скважины, по которым этот показатель отрицательный. Расчёт проводился по методике ТатНИПИнефть. Прирост запасов составил 1700 т. в среднем по скважине (рис. 14).



Рис. 14 Диаграмма увеличение вовлеченных запасов

Прирост запасов в процентном отношении можно посмотреть на рис. 15.



Рис 15. Диаграмма увеличения вовлеченных запасов в процентном отношении.

Основная доля скважин (64% от общего числа исследуемых скважин) имеет до 5 % увеличение вовлекаемых запасов. В ряде случаев скважины, которые дали хороший прирост запасов, быстро обводнились и дебиты по нефти резко пошли на убывание (процентное содержание нефти в жидкости резко пошло на убыль) (см. рис. 4, 5, 6, 7).

Увеличение вовлеченных запасов обусловлено не только продлением срока рентабельной работы скважин, но и в ряде случаев подключением в работу участков пласта, не участвующих в фильтрации до интенсификации отборов, отмывом пристенных слоев нефти.

Нарушение целостности пристенного слоя под влиянием поверхностно-активных сил отрыв отдельных капелек нефти и их вовлечение в общий поток – процесс происходит более эффективно при повышенных скоростях фильтрации, что также предполагает увеличение вовлеченных запасов.

Выводы.

1. В целом применение ФОЖ не ухудшает показатели разработки. Прирост обводненности незначителен, а в некоторых случаях наблюдается ее снижение.

2. Проведение ФОЖ в рассматриваемых скважинах не только не снижает, но и увеличивает вовлеченные запасы нефти в среднем до 5 %.
3. Скважины карбонатных отложений НГДУ «Лениногорскнефть» показывают нецелесообразность проведения ФОЖ на необводнившийся скважинах ввиду сильного влияния трещиноватости. Проведение ФОЖ на высокообводненных скважинах (более 80%) себя оправдывает.
4. Остановка скважин на некоторое время перед ФОЖ улучшает показатели разработки в результате перераспределения потоков жидкости в пласте и вовлечения не выработанных участков за счёт капиллярной пропитки.

Список литературы

1. Хисамов Р.С. «Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений. – Казань: Изд-во «Мониторинг», 1996. -288с.
2. Зюрин В.Г. Форсированный отбор жидкости на Арланском месторождении // М.: ВНИИОЭНГ, 1984. С.174-177.
3. Хисамов Р.С. Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на Абдрахмановской площади Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. -1993. -№7. С.47-49.
4. Щелкачев В.Н. Анализ разработки нефтяных месторождений США // Обзор информ. ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело». – Вып. 13. – М., 1982. – 39 с.
5. Автананов С.Т., Карапетов К.А. Форсированный отбор жидкости. М., Недра, 1967. – 132 с.
6. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
7. Сургучев М. Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. М., Недра, 1968.
8. Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 255 с.
9. Крэйг Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Перевод с англ. М., Недра, 1974.

10. Бузинов С.М. К вопросу от определения остаточной нефтенасыщенности. Доклады Академии наук СССР, т. 116. №1, 1957
11. Р.Н.Дияшев, Р.С.Хисамов, В.М.Конюхов, А.Н.Чекалин «Форсированный отбор жидкости в условиях коллекторов с двойной пористостью, насыщенных неньютоновскими нефтями». – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2012. -244 с.
12. Хисамов Р.С. Высокоэффективные технологии освоения нефтяных месторождений. –М.: ООО «Техинпут», 2005. -540 с.
13. Базива В.Ф. «Экспертно-аналитическая оценка эффективности систем разработки нефтяных месторождений с заводнением». –М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. -396с.
14. Совершенствование разработки Туймазинского нефтяного месторождения в завершающей стадии. Кириллов А.И., автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Сведения об авторах

Хисамов Раис Салихович, д.г.-м.н., профессор, главный геолог-заместитель генерального директора ПАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина, г.Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: KHisamovRS@tatneft.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д.т.н., начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: arslan@tatnipi.ru

Нуртдинов Нил Ринатович, научный сотрудник, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: nil@tatnipi.ru

Authors

R.S. Khisamov, Dr.Sc., Professor, Chief Geologist-Deputy Director of PJSC TATNEFT, Almeteyevsk Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: KHisamovRS@tatneft.ru

A.V. Nasybullin, Dr.Sc, Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: arslan@tatnipi.ru

N.R. Nurtdinov, Research Engineer, IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: nil@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8(85594) 78-641
E-mail: arslan@tatnipi.ru