



Повышение эффективности бурения за счет совершенствования техники и технологии освоения скважин в ОАО «Удмуртнефть»

**А.Н. Харлов (ОАО «Удмуртнефть»),
А.А. Прудников, К.В. Кудашов
(ОАО «НК «Роснефть»)**

Несмотря на то, что ОАО «Удмуртнефть» является недропользователем ряда новых участков (например, Карсовайского месторождения), значительный потенциал увеличения добывчи связан с освоением неразбуренных участков месторождений, разрабатываемых продолжительное время. В 2007–2008 гг. ОАО «Удмуртнефть» возобновило бурение на краевых участках месторождений, основной период разбуривания которых приходится на 1970–1990 гг. Одним из них является Мишкинское месторождение.

Общие сведения о Мишкинском нефтяном месторождении

Это месторождение приурочено к структуре, являющейся частью Киенгопского вала, осложняющего строение северного борта Камско-Кинельской системы прогибов. Его размеры 20×10 км. Остаточные извлекаемые запасы нефти, связанные с основными продуктивными пластами московского, башкирского, визейского и турнейского ярусов, на 01.01.08 г. составляли 43 млн. т. В 2006 г. на месторождении был добыт 1 млн. т нефти. До начала бурения новых скважин в 2007 г. дебит нефти составлял 2650 т/сут, в августе 2008 г. после ввода девяти новых скважин – превысил 2700 т/сут.

Целевым объектом бурения является верейский горизонт московского яруса, представленный двумя–тремя пластами пористых карбонатов, разделенных пластами непроницаемых аргиллитов. Характеристика продуктивных пластов приведена ниже.

Средняя глубина залегания, м	1170
Средняя суммарная нефтенасыщенная толщина, м	6
Средняя пористость, %	18,7
Средняя абсолютная проницаемость, мкм ²	0,198
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	18,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	16,4
Пластовая температура, °C	23
Начальное пластовое давление, МПа	12,1

Бурение на месторождении осуществлялось с 1976 г. и к 1996 г. было пробурено 450 добывающих скважин. В 1996 г. бурение на новых участках месторождения прекратили. Мишкинское месторождение разрабатывается с применением площадного заводнения и обращенного семиточечного элемента с расстоянием между скважинами 500 м. Основная часть была освоена к 1996 г. Средний дебит новых скважин составлял 2–10 т/сут (рис. 1).

Подготовка программы бурения на неосвоенных участках

В 2007 г. на основании анализа геологического строения и результатов разработки залежи было решено вернуться к бурению скважин на Мишкинском месторождении. Основная задача, поставленная перед геологической службой ОАО «Удмуртнефть», – снизить риски неподтверждения геологического строения в зоне бурения, а также максимально повысить продуктивность скважин. Главным

Increase of drilling efficiency due to perfection of wells completion design in Udmurtneft OJSC

**A.N. Kharlov (Udmurtneft OJSC),
A.A. Prudnikov, K.V. Kudashov (Rosneft Oil Company OJSC)**

Development of technologies of new wells completion in Udmurtneft OAO by the example of Mishkinskoye oilfield is considered. It is marked, that perfection of wells finishing technologies and well-bottom zone treatment has allowed to increase essentially the efficiency of productive carbonate deposits drilling-in at preservation of economic efficiency of new wells drilling in the older oil-producing region.

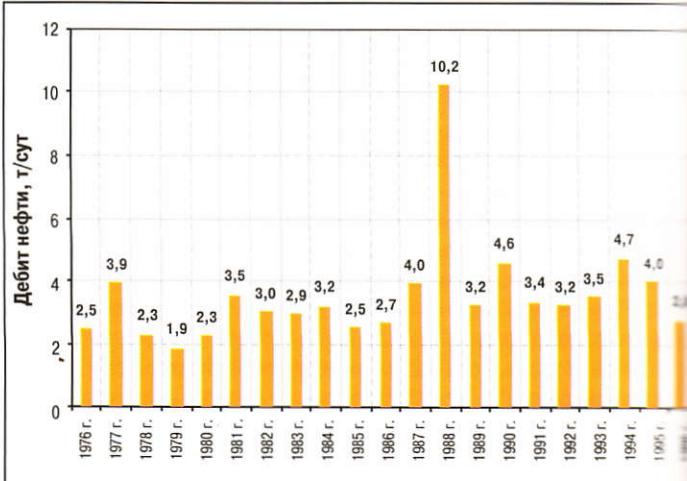


Рис. 1. Средний дебит новых скважин Мишкинского месторождения в 1976–1996 гг.

условием было сохранение экономической эффективности программы бурения. Исходя из сложившейся ситуации на рынке, были определены граничные значения продуктивности скважин, обеспечивающие экономическую эффективность – дебит нефти не ниже 13 т/сут. При проектировании первых скважин планировались начальные дебиты не менее 15 т/сут.

На этапе планирования бурения требовалось рассмотреть следующие основные вопросы:

- неопределенность структурного плана и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта;

- энергетическое состояние неразбуренных участков залежи;
- увеличение продуктивности скважин.

Снижение геологических рисков

Структурный план Мишкинского месторождения построен по результатам 2D сейсморазведки плотностью 0,5 км/км² и данным бурения разведочных скважин. Поскольку проведение дополнительных сейсморазведочных работ не планировалось, необходимо было на основе имеющейся информации выбрать участки с минимальным риском резкого изменения структуры. По результатам анализа геологических данных было принято, что наиболее перспективным является участок восточной окраины основного Воткинского поднятия, где предполагалось поднятие структурного плана. Ожидалось, что на этом участке бурения все три пласта верейского горизонта (B-II, B-IIIa, B-IIIb) будут расположены значительно выше водонефтяного контакта (ВНК). Так как пласти верейского горизонта с определенным допущением однородны по ФЕС, ожидалось, что диапазон изменения ФЕС будет такой же, как установленный на прилегающих участках залежи с эксплуатационным бурением.

Энергетическое состояние залежи выбранного участка

Определенные опасения вызывало пластовое давление на участке планируемого бурения. Принято считать, что контурная водонасыщенная зона верейских объектов имеет низкие ФЕС и не обеспечивает существенной компенсации отборов из нефтяной части залежи закачкой. В связи с этим запас пластовой энергии в карбонатных поровых коллекторах верейских горизонтов незначителен. Опыт показал, что разработка объектов на естественном режиме неэффективна и непродолжительна.

В связи с тем, что новые скважины планировалось пробурить на расстоянии 400 м от действующих добывающих скважин, являющихся внешним рядом элементов нагнетания, энергетическое состояние участка требовало тщательного анализа. Возникли вопросы, связанные с определением распространения воронок депрессии от работающих скважин, их влияния на процессы бурения, освоения, дальнейшую эксплуатацию новых скважин. Для уточнения пластового давления был проведен расчет на основе метода материального баланса. Он показал, что пластовое давление на данном участке в целом снизилось несущественно, что в первую очередь связано со значительным размером неразбуренной зоны.

Обеспечение требуемой продуктивности скважин

Предпосылкой для реализации данного проекта являлось увеличение продуктивности скважин. Продуктивность скважин, полученная по результатам бурения в предыдущие годы, ставила под сомнение свойства пласта и пластовых флюидов, определенные лабораторным путем. Однако анализ результатов бурения и эксплуатации скважин, гидродинамические исследования и расчеты параметров притока в действующих скважинах подтвердили значения параметров пласта и пластовых флюидов, а также существенное влияние скрин-фактора на продуктивность скважин, связанное с повреждением призабойной зоны за счет проникновения фильтрата бурового раствора.

Оказалось, что скрин-фактор изменяется в широких пределах (от 4 до 14) и в целом имеет положительные значения. Данные значения были получены после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), прежде всего кислотных обработок различных модификаций, в процессе эксплуатации скважин спустя различные периоды времени после пуска скважин в эксплуатацию. После ввода скважин из бурения скрин-фактор, как правило, был еще выше.

При освоении новых скважин для обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта, как правило, применялись солянокислотная ванна либо солянокислотное воздействие в щадящем режиме из расчета 5 м³ 12%-ной соляной кислоты на 1 м перфорации. После этого положительный скрин-фактор достигал нескольких десятков единиц.

Таким образом, стало очевидно, что подход к освоению скважин требует серьезного пересмотра и является наиболее важным фактором, влияющим на успешную реализацию проекта.

Несмотря на то, что часть вопросов была решена на этапе планирования, с целью снижения оставшихся рисков приняли решение реализовать проект поэтапно: пробурить 2 скважины в 2007 г. и по результатам – 13 скважин с трех кустовых площадок в 2008 г.

Совершенствование техники и технологии освоения скважин

Карбонатные породы достаточно чувствительны к кислотным обработкам. Принято считать, что кислотная обработка призабойной зоны карбонатного коллектора существенно повышает продуктивность скважины. В большинстве случаев, за исключением коллекторов низкой проницаемости (менее 0,01 мкм²), для повышения продуктивности не требуется применения более сложных методов (например, кислотного гидравлического разрыва пласта).

При освоении скважин на Мишкинском месторождении обработка призабойной зоны соляной кислотой являются стандартной операцией. Анализ накопленного опыта бурения и освоения скважин показал, что на эффективность кислотных обработок влияют следующие факторы:

- наличие кольматанта (фильтрата бурового раствора) в призабойной зоне пласта;
- качество заколонного разобщения пластов (цементирования);
- площадь контакта с породой, обеспечиваемая перфорацией;
- сохранение качества кислотного состава при доставке в пласт;
- взаимодействие с пластовым флюидом.

Указанные факторы затрагивают все этапы строительства скважины – от первичного вскрытия продуктивных отложений до освоения скважины.

Первичное вскрытие продуктивных горизонтов

Первичное вскрытие продуктивного пласта вплоть до 90-х годов двадцатого столетия проводилось с промывкой технической водой. В результате этого, а также недостаточной очистки бурового раствора образовывалась глубокая зона проникновения бурового раствора и происходило загрязнение пласта твердой фазой – выбуренной породой. Применение биополимерного раствора (МКПБР) при первичном вскрытии продуктивного пласта снижает проникновение фильтрата в пласт. Это уменьшает загрязнение призабойной зоны и увеличивает эффективность кислотных обработок, так как система кислота – кольматант – пластовый флюид – порода упрощается до системы кислота – пластовый флюид – порода, что позволяет также упростить состав композиции, применяемой для обработки.

Крепление эксплуатационной колонны

Наличие в разрезе близко расположенных пластов с различными свойствами и характером насыщения снижает эффективность кислотной обработки даже при использовании пакерных компоновок за счет перетока кислоты по заколонному пространству. При этом эффект от воздействия на пласт будет существенно уменьшен. Самым неблагоприятным результатом обработки является образование канала в цементном камне от интервала перфорации до водонасыщенного пласта и, как следствие, обводнение скважины. Отмеченное особенно важно в связи с началом проведения кислотных обработок при больших скоростях прокачки кислоты в пласт, что часто возможно только при значительном повышении давления закачки. Таким образом, увеличение интенсивности проведения обработок призабойной зоны предъявляет более жесткие требования к качеству крепления эксплуатационной колонны и разобщению пластов в разрезе, вскрытом скважиной.

Для исключения риска заколонного перетока кислоты к водонасыщенным интервалам было принято решение об изменении конструкции скважины и установке в интервалах непроницаемых

перемычек между продуктивными и водоносными пластами залонных гидравлических проходных малогабаритных пакеров ПГПМ-146/127 производства ООО НТЦ «ЗЭРС». Кроме того, было решено применять расширяющую добавку к цементу с целью улучшения качества цементирования. Эти мероприятия позволили повысить качество разобщения пластов в разрезе, а также снять ограничения по давлению и скорости прокачки при кислотной обработке с применением двухпакерной компоновки.

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов (перфорация)

Традиционно вторичное вскрытие продуктивного пласта в ОАО «Удмуртнефть» проводилось путем кумулятивной перфорации зарядами ПК-103, ПК-105 с плотностью перфорации 20-30 отв/м. Снижению скрин-фактора способствует как плотность, так и глубина каналов. Однако, как показано выше, положительные значения скрин-фактора свидетельствуют о недостаточном качестве вскрытия продуктивных горизонтов кумулятивными зарядами. В целом основное влияние на эффективность кислотной обработки оказывает площадь контакта кислоты с породой, зависящая от соотношения площади перфорационных отверстий и площади стенки скважины продуктивного пласта, а также от качества вскрытия. Существуют две основные причины, влияющие на эффективность кумулятивной перфорации.

Первая причина связана с неоднородностью продуктивных пластов. По результатам анализа кернового материала пласти верейского горизонта представляют собой переслаивание прослоев различных пористости и толщины. Кроме того, в керне отмечаются высокопористые прослои толщиной до нескольких сантиметров, которые не выделяются по геофизическим исследованиям и могут быть не вскрыты при перфорации кумулятивными зарядами из-за большой дискретности.

Вторая причина – неравномерность проникновения кислоты в пласт через перфорационные каналы, обусловленная различием проницаемости оплавленной поверхности перфорационных каналов. Сопротивление потоку жидкости за счет повреждения поверхности перфорационных каналов очень высоко и существенно влияет на проникновение кислоты в пласт.

При планировании освоения новых скважин на Мишкинском месторождении было решено использовать гидромеханическую щелевую перфорацию (ГМЩП). ГМЩП выполняется механическим перфоратором, спускаемым на НКТ и позволяющим проводить одностороннюю резку эксплуатационной колонны и цементного камня с выходом ролика за стенку колонны на 3-4 см. Перфорационная среда – раствор на нефтяной основе. Основная цель перехода на ГМЩП – обеспечение максимальной площади контакта кислоты с породой при последующих обработках.

При проведении опытной ГМЩП выяснилось, что вопреки результатам стендовых испытаний цементный камень в условиях реальной скважины полностью не вскрывается. Было решено применять солянокислотную ванну без продавки в пласт с целью растворения цементного камня в интервале щелевой резки после ГМЩП. При этом наиболее эффективным оказалось использование 24%-ной соляной кислоты объемом, позволяющим за определенное число циклов прокачки вдоль интервала пласта обеспечить максимальное растворение цементного камня. Данный объем рассчитывался, исходя из массового соотношения соляной кислоты в составе композиции и карбоната кальция в цементном камне.

Обработка призабойной зоны пласта

Так как продуктивный разрез представлен двумя пластами, ОПЗ проводилась раздельно по пластам путем применения двухпакерного оборудования. С учетом особенностей строения пластов-коллекторов и свойств пластовой нефти при выборе технологии ОПЗ из факторов, обеспечивающих оптимальное развитие системы

каналов в ПЗП, были рассмотрены совместимость кислотного состава с нефтью, скорость реакции кислоты с породой, избирательность проникновения кислоты в пласт, объем кислотного состава. Два пласти-коллектора верейского горизонта, слагающие продуктивную толщу, представлены органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными высокопористыми известняками, достаточно пластичными и неизначительно трещиноватыми. Пористость прослоев изменяется от 11 до 23 %. Известняки имеют промежуточную смачиваемость. Угол смачиваемости от 75 до 95°. Нефть вязкая с повышенным содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

В условиях месторождений, содержащих высоковязкие нефти, проведение кислотных обработок осложняется образованием нефтекислотной эмульсии. Выполненные для нефти Мишкинского месторождения лабораторные тесты показали высокую устойчивость нефтекислотной эмульсии, образованной товарной соляной кислотой. Кроме того, вязкие нефти способны на стенках пор образовывать экран, препятствующий реакции кислоты с породой.

Для проведения ОПЗ карбонатных пород был выбран комплексный состав КСПЭО-2 производства ЗАО «Полиэкс» (г. Пермь). Данный состав специально разработан для ОПЗ карбонатных коллекторов, включает добавки ПАВ, придающие ему свойства дезэмульгатора, гидрофобизатора пористой среды, ингибитора коррозии. Состав обладает повышенной способностью проникать в поровое пространство нефтенасыщенной части коллектора за счет снижения межфазного напряжения на границе КСПЭО – нефть. Были изменены такие параметры ОПЗ, как объем закачиваемого состава на метр толщины пласти-коллектора, давление и скорость закачки кислотного состава. Объем закачки КСПЭО-2 от скважины к скважине последовательно повышался и в последних скважинах составлял 5 м³/м толщины пласта. При ОПЗ выдерживались максимально возможные скорости закачки при устьевом давлении 6-8 МПа. Результаты применения состава приведены на рис. 2.

Кроме того, для повышения эффективности ОПЗ в схему освоения была включена операция по проправке рабочих НКТ перед закачкой кислотной композиции в пласт, чтобы исключить насыщение кислоты ионами железа и предотвратить осаждение в пласте солей железа. Эта операция является стандартной в мировой практике, однако ранее в ОАО «Удмуртнефть» не применялась.

Схема освоения скважин Мишкинского месторождения

Анализ всех факторов, влияющих на эффективность кислотных обработок, позволил сформировать новую схему освоения скважин (рис. 3), которая в настоящее время применяется не только на Мишкинском, но и на других месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Результаты бурения за 2007-2008 гг.

В конце 2007 г. были пробурены две скв. 2365 и 2443. Результат оказался положительным, подтвердились структурное строение залежи на участке бурения, насыщение и другие свойства целевого объекта. Пластовое давление, несмотря на близкое расположение действующего добывающего ряда скважин, оказалось равным первоначальному, после перфорации и кислотной обработки скважины начинали фонтонировать. После спуска скважинных штанговых насосов дебиты скважин превысили значения, рассчитанные на этапе планирования.

По результатам, полученным в 2007 г., было принято решение продолжить бурение на данном участке. С начала 2008 г. пробурено еще шесть скважин (скв. 2366, 2446, 2444, 2447, 1130 и 2379). Средний дебит новых скважин при вводе их в эксплуатацию составил 20,5 т/сут (рис. 4). Свойства пласта (пористость, нефтенасыщенная толщина) в пробуренных скважинах оказались несколько хуже, чем в скважинах, пробуренных в 2007 г. Однако дальнейшее развитие технологии освоения поз-

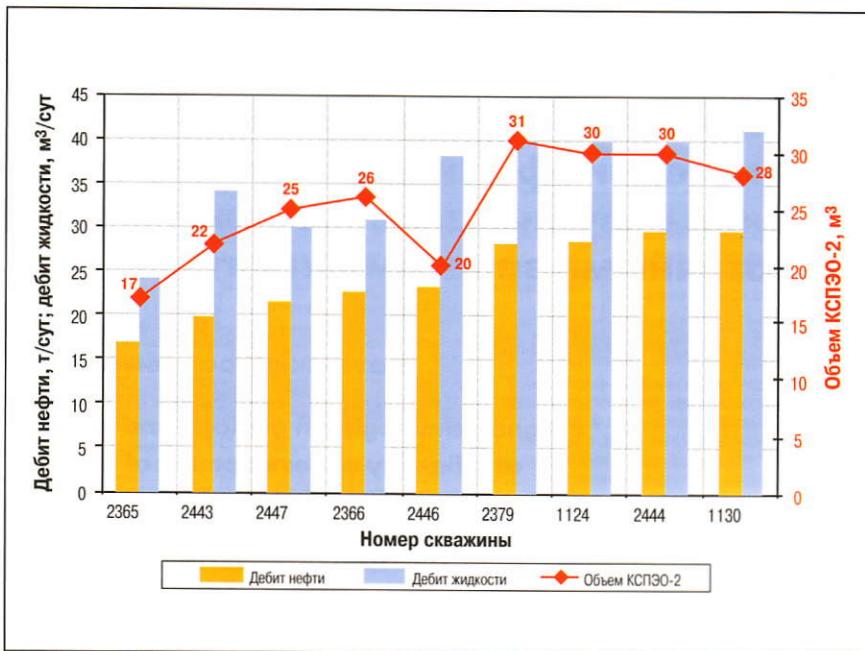


Рис. 2. Зависимость дебита нефти от объема кислотной композиции, закачанной в пласт при обработке

влило дополнительно повысить продуктивность скважин по сравнению с ранее введенными скважинами.

Адаптация дебитов пробуренных скважин к параметрам пласта и флюидов путем обратного пересчета по уравнению притока показала, что после проведения кислотных обработок скин-фактор стал равен нулю. По сравнению со значениями скин-фактора действующих скважин прошлых лет он изменился на 9-14.

Таким образом, освоение скважин после бурения является наиболее важной составляющей, обеспечивающей их продуктивность. Основная задача при освоении скважин Мишкинского месторождения – достигнуть максимально возможной эффективности вскрытия целевых горизонтов за счет уменьшения повреждения карбонатных отложений в призабойной зоне фильтратом бурового раствора, качественного разобщения продуктивных пластов, применения кислотных составов, обеспечивающих максимально благоприятные условия для реакции кислоты с породой. Совершенствование технологий заканчивания и освоения скважин способствовало успешному решению данных задач и обеспечило эффективный ввод в разработку краевых зон Мишкинского месторождения.

В дальнейшие планы по развитию технологии освоения скважин ОАО «Удмуртнефть» входит применение потокоотклонителей, растворителей и других составов в комплексе с кислотными обработками. Это позволит повысить привлекательность объектов, эксплуатация которых ранее считалась экономически нецелесообразной.

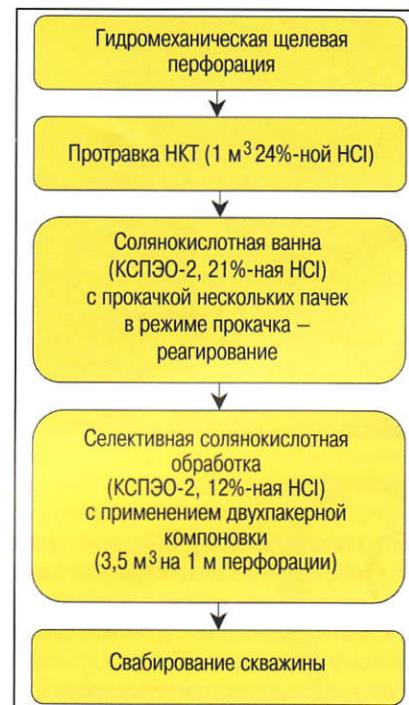


Рис. 3. Новая схема освоения скважин Миш-кинского месторождения

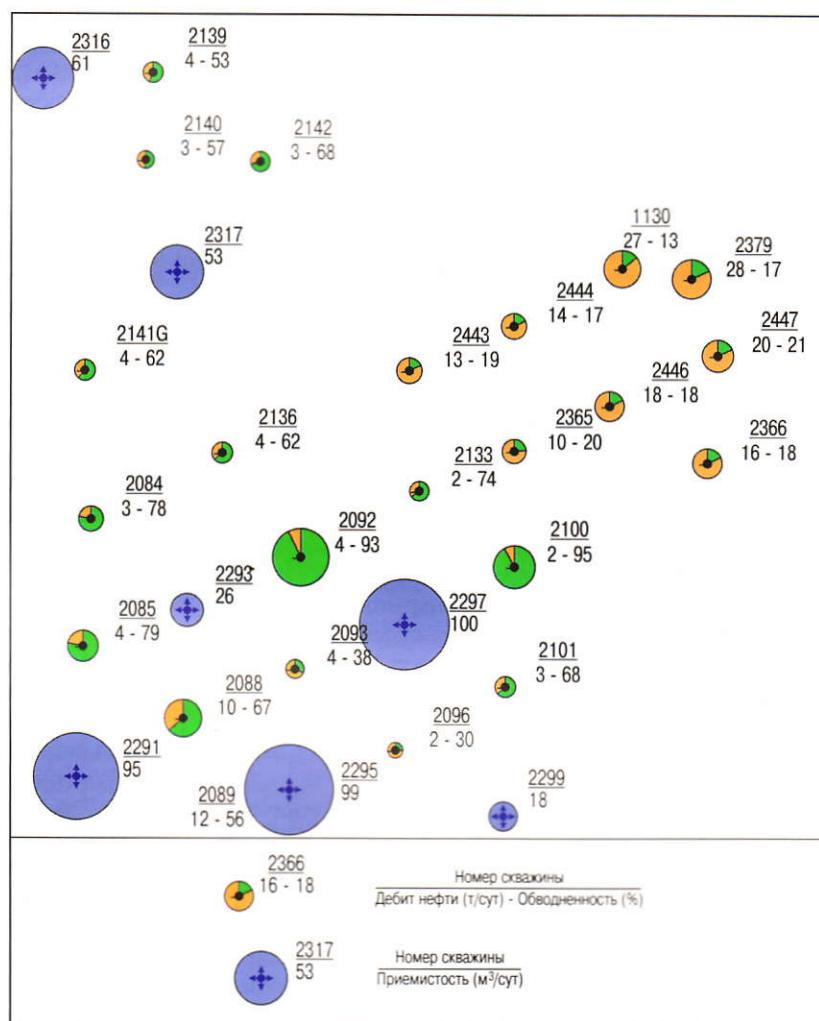


Рис. 4. Карта дебитов, обводненности и приемистости скважин (пластов верейского горизонта) на 01.09.08 г.