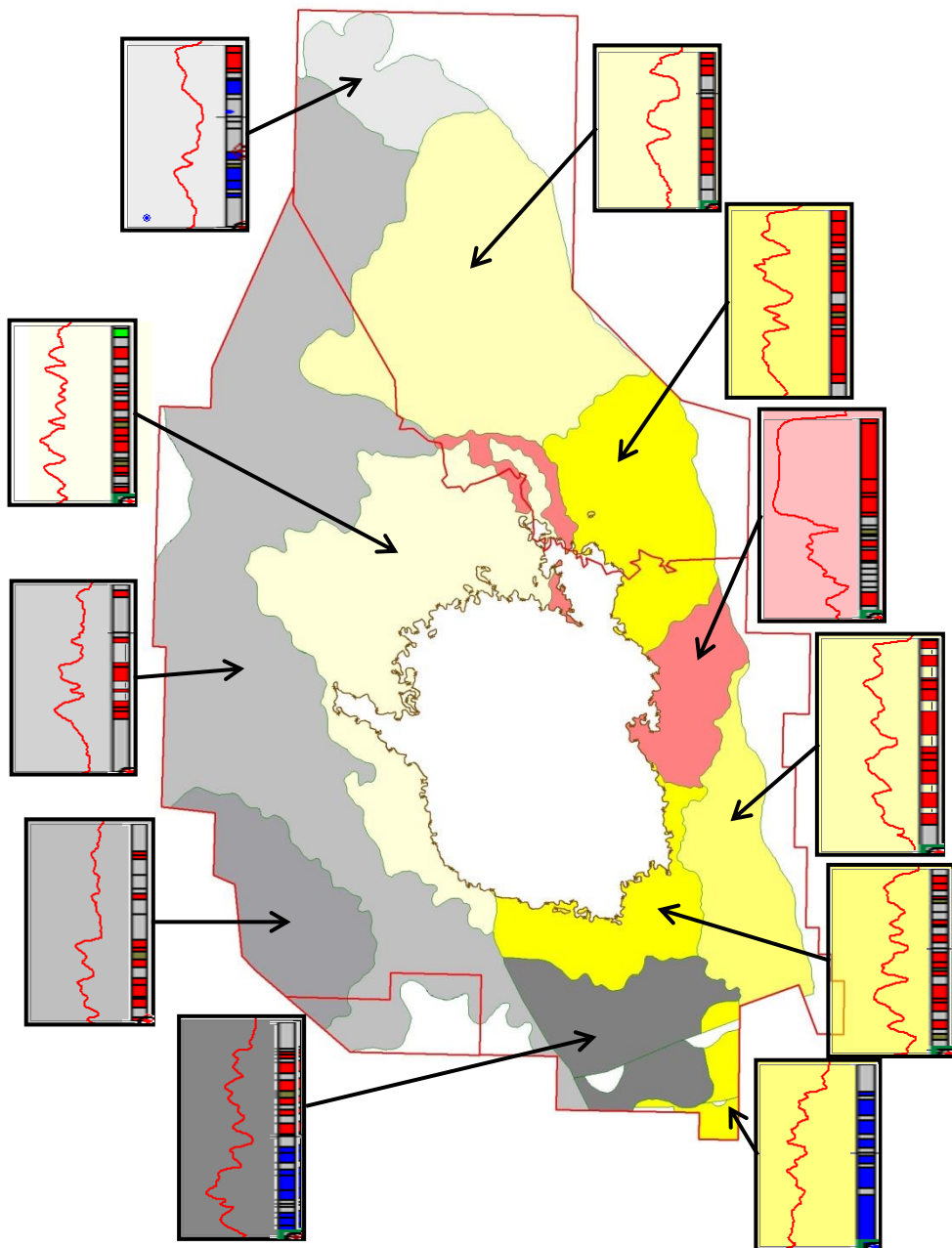


Технологии вовлечения в разработку низкопроницаемого объекта АВ1(1-2) "рябчик" Самотлорского месторождения

Самотлорское нефтегазоконденсатное месторождение - одно из крупнейших в России по объёму извлекаемых запасов (более 3 млрд.т). Введено в эксплуатацию в 1967 г., находится на 4 стадии разработки. В продуктивном разрезе выделено 5 основных и 10 второстепенных объектов разработки, в т.ч. низкопродуктивный пласт АВ1(1-2) с низкими ФЕС, активное освоение запасов которого начато в конце 90-х годов.

В пласте **АВ1(1-2)** сосредоточено **36% остаточных извлекаемых запасов нефти** месторождения.

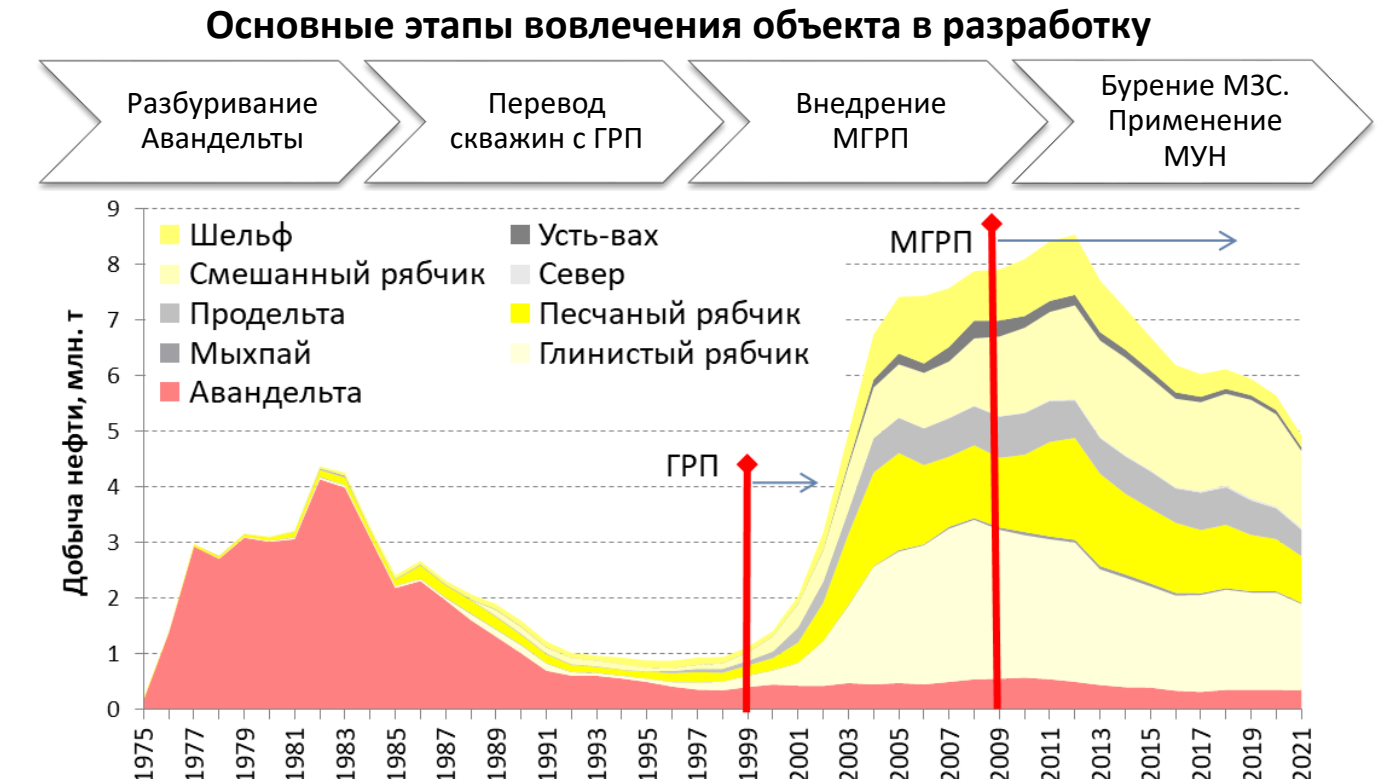
Пласт в основном представлен недонасыщенными коллекторами и характеризуется макро- и микронеоднородностью. Макронеоднородность пласта обусловлена различными условиями осадконакопления, микронеоднородность – наличием и интенсивностью биотурбации. Коллекторы представлены прибрежно-морскими, морскими и переходными песчано-глинистыми отложениями. В соответствии со свойствами слагающих пласт коллекторов (коэффициент проницаемости, эффективная толщина, песчанистость, расчлененность), условиями осадконакопления, а также с учетом вовлечения участков в разработку, выделено 9 зон:



Зоны типизации	Кнн, д.ед	Ннач.нн, м	Кпр, мД	КН, мД*м
Авандельта	0,57	15,7	81	1271
Шельф	0,39	14,8	12	178
Песчаный рябчик	0,42	8,7	7	64
Смешанный рябчик	0,39	11,9	7	83
Усть-Вахская	0,36	9,8	7	69
Продельта (Запад)	0,37	10,5	6	67
Глинистый рябчик	0,42	12,1	5	64
Мыхпайская	0,37	10,8	5	56
Север	0,33	9,2	5	41

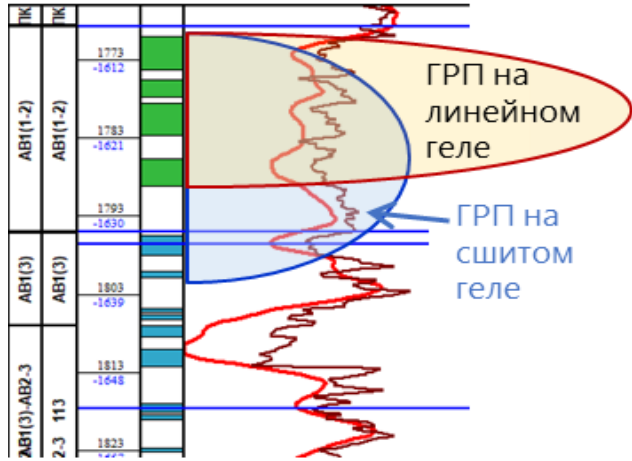
На первом этапе разработки объекта АВ1(1-2) разбуривалась **высокопродуктивная зона Авандельты**.

С 1999 г. началось масштабное внедрение технологии ГРП, что позволило значительно увеличить темпы вовлечения запасов и уровни добычи низкопродуктивного объекта:



На пласт переводились скважины, выполнившие своё проектное назначение на нижележащих объектах разработки, в связи с чем на объекте формировалась неравномерная нерегулярная сетка скважин, с низкой плотностью, недостаточной для эффективного вовлечения низкопродуктивного пласта в разработку. Осложняющими факторами эффективного применения ГРП являлись техническое состояние стареющего фонда скважин и ненадежное разобшение глинистой перемычкой с нижележащим заводненным пластом АВ1(3), мощность которой варьируется от 2 до 10 м, составляя в среднем 3,7 м. Площадь нефтеносности пласта с высокими рисками непреднамеренного вскрытия пласта АВ1(3) составляет более 60%.

Для снижения рисков проникновения трещин в нижележащий пласт, освоена и внедрена технология **малообъёмного ГРП на линейном геле**. Линейный гель имеет вязкость ниже, чем применяемый обычно сшитый гель, что способствует снижению высоты образующейся трещины ГРП на 30-60% при идентичной нагрузке проппанта.

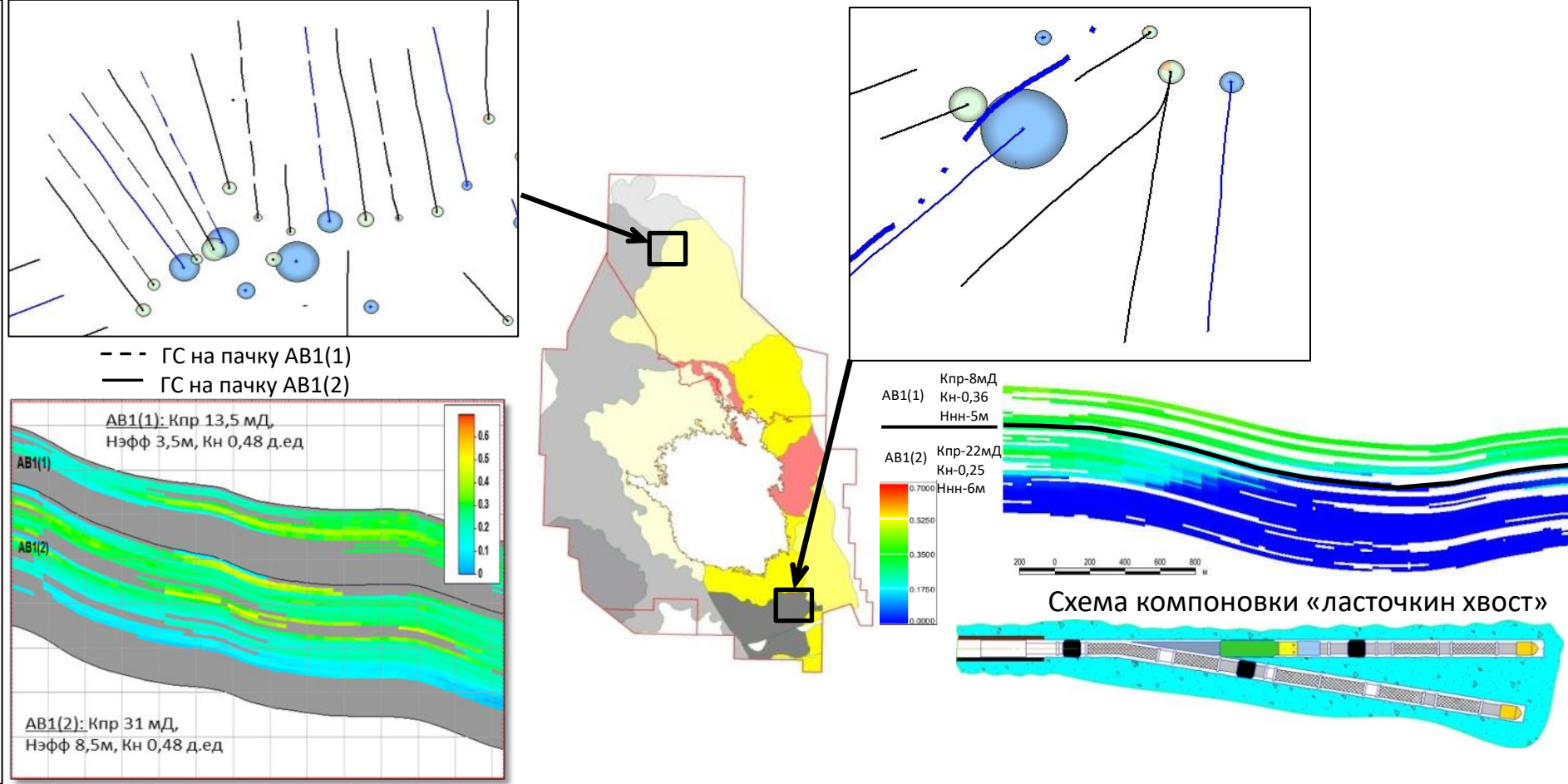
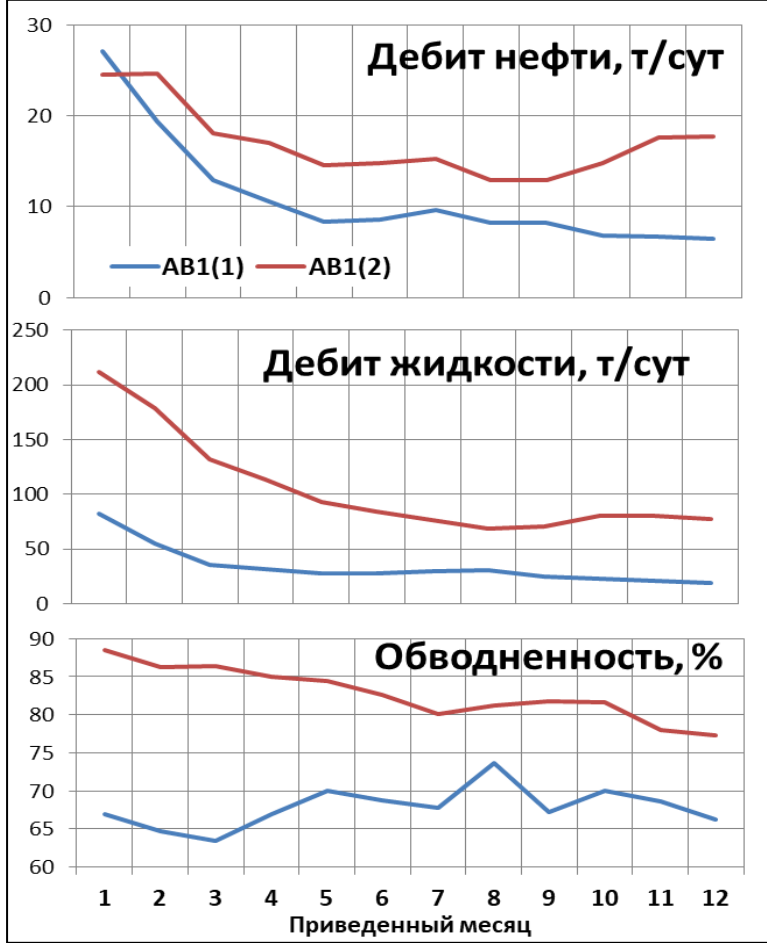


В конце 90-х годов было принято решение о разбурировании пласта АВ1(1-2) самостоятельной сеткой скважин. За время разработки данный пласт стал настоящим полигоном для испытания разных технологий вскрытия и воздействия на пласт. Было реализовано бурение наклонно-направленных скважин с ГРП, бурение горизонтальных скважин с открытым стволом и обсаженным фильтром. Была опробована закачка в пласт попутного газа и попеременная закачка воды и газа с целью улучшения процесса вытеснения.

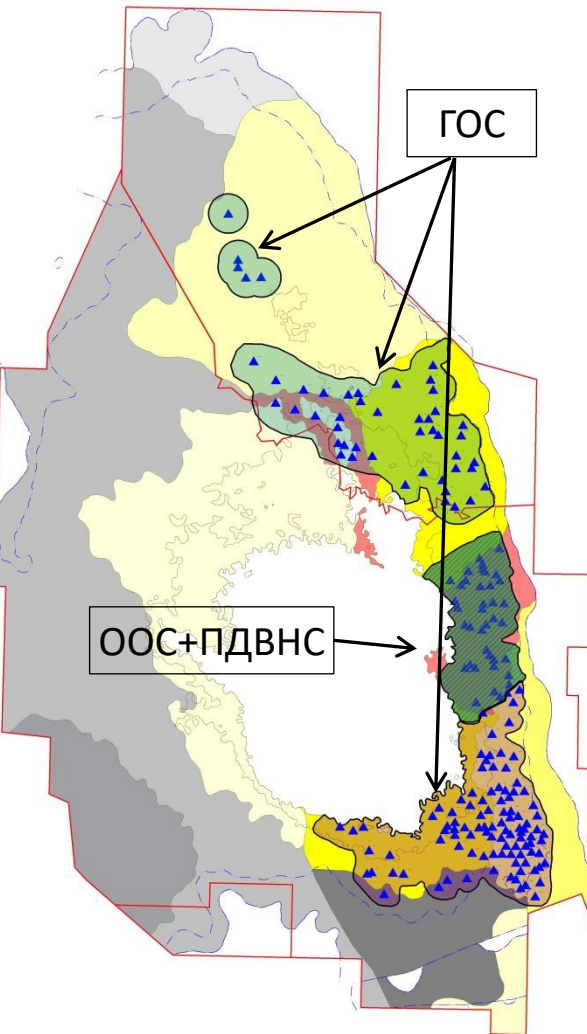
На данный момент основной технологией вскрытия и освоения пласта является бурение **горизонтальных скважин** с реализацией **многостадийного гидравлического разрыва пласта**. Технические возможности позволяют бурить скважины с длиной горизонтального ствола 2000 м и реализации стадий ГРП через каждые 25 м.

Технология МГРП адаптирована для применения практически во всех зонах сложнопостроенного объекта АВ1(1-2). В зависимости от эффективной мощности пласта в районе бурения, а также от мощности глинистой перемычки, масса проппанта при выполнении ГРП варьируется от 2 т до 15 т на стадию, что позволяет организовать выработку запасов разных типов разрезов в пределах выделенных зон.

Так, в 2020 году на участке в пределах зоны Смешанный рябчик, где разрез с высокой мощностью пласта представлен двумя пачками, отделенными глинистым разделом, был выполнен ОПР по реализации **дифференцированного вовлечения запасов каждой пачки**. Пробурены горизонтальные скважины длиной 900-1500 м с 9-18 стадиями ГРП с массой проппанта 3-5 т на стадию на разные пачки с организацией дифференцированного воздействия ППД. Для уточнения локализации остаточных запасов нефти по пачкам используется методика автоматического деления добычи.



В **высокопродуктивных зонах** пласта успешно апробированы и применяются третичные **МУН**. За последние 5 лет выполнено более 300 обработок нагнетательных скважин в пределах зон - Авандельта, Шельф и Песчаный рябчик. Применяются осадкообразующие составы (ООС) в качестве потокоотклоняющих технологий, позволяющие эффективно блокировать водопромытые зоны, и гелеобразующие составы (ГОС), позволяющие выравнивать профиль приемистости. Испытана технология ПДВНС («Полимерные дисперсные волокнисто-наполненные системы») в качестве состава для изоляции трещин. За счет внедрения данных методов дополнительно добыто более 300 тыс. т нефти. Продолжается поиск технологий, направленных на повышение нефтеотдачи пласта. Планируется увеличение объемов обработок до 300-400 в год.



Авторы: Бабаев Михаил Львович, Савченко Инна Валерьевна, Смирнов Дмитрий Сергеевич
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Контакты: mlbabaev@tnnc.rosneft.ru

В силу неоднородности пласта АВ1(1-2), в пределах его границ выделяются районы, где применение ГРП, даже малообъёмных, не позволяет получить экономически рентабельные дебиты из-за высокой обводненности продукции. Такие участки с подстилающей водой расположены в зоне Усть-Вах. При запуске горизонтальных скважин с МГРП в этой зоне стартовая обводненность составляет порядка 92-96%. С целью разработки подходов по рентабельному вовлечению этой зоны проведен ОПР по бурению многозабойных скважин (МЗС). **Пробурены МЗС по конструкции «ласточкин хвост»** с длиной фильтров 1600 м без ГРП.

Результаты запуска и эксплуатации скважины говорят о перспективности этого вида заканчивания в данной зоне. Стартовый дебит нефти МЗС составил 76 т/сут при обводненности 43%, а по пробуренной в этом районе ГС длиной 1400 м с 15 ГРП - 15 т/сут при обводненности 94%. В сопоставлении на 1 метр проходки дебит МЗС в 2,2 раза выше, чем по ГС с МГРП.

Многообразие опробованных на пласте АВ1(1-2) технологий позволяет предложить набор подходов к освоению запасов каждой конкретной зоны с учетом особенностей геологического строения и степени выработанности запасов.

Для крайевых участков **низкопродуктивных зон Север, Продельта, Мыхпай** рекомендуется увеличение длины ГС **до 1500 м** и организация более жесткой однорядной системы разработки с расстоянием между скважинами 300-400 м.

В зоне **Смешанный рябчик** на участках, где разрез представлен разобщенными глинистым разделом пачками, возможно **дифференцированное вовлечение** в разработку запасов пачек с проведением малообъёмного МГРП и организацией целевого воздействия системы ППД. В зоне **Усть-Вах** – бурение **МЗС без ГРП**.

Обобщение опыта разработки пласта АВ1(1-2) является важным для совершенствования подходов и технологических приемов разработки с целью возможного распространения на подобные объекты со схожими ФЕС других месторождений.