

Прогноз новых нефтяных месторождений в пределах Клёновского вала

Глазунов А.Н. (glaz5@yandex.ru), Бочкарёв В.А.,
Соловьёв К.С., Сибилёв М.А.

ООО «ЛУКОЙЛ - ВолгоградНИПИморнефть»

Известный американский геолог Х. Хедберг назвал наш век нефтяным. «Мы имеем, - утверждает он, - каменный век, бронзовый век, железный век; и грядущие историки, возможно, оглянувшись на наш короткий период развития человечества, размером в 200-300 лет и нарекут его нефтяным веком.» На долю нефти приходится более 30% современного мирового потребления топливно-энергетических ресурсов. Рост её добычи сопровождается непрерывным наращиванием объёмов геолого-разведочных работ (ГРП).

Освоение новых перспективных территорий, более глубоких горизонтов и новых нефтегазоносных комплексов приводит к накоплению самой разнообразной геологической информации, объём которой возрастает пропорционально общему объёму ГРП. Использование компьютерных технологий для систематизации, анализа геологической информации и разработки программ по её использованию для оценки перспектив нефтегазоносности, прогноза положения неоткрытых месторождений, а также для совершенствования методов решения инженерных задач при добыче нефти на различных стадиях разработки представляется весьма перспективным.

Результатами развёрнутой по инициативе ЦКР мощной компании по переосмыслению состояния разработки месторождений углеводородов России на основе цифровых постоянно действующих геолого-технологических (геолого-гидродинамических) моделей (ПДГТМ) явились создание коллективов специалистов, разрабатывающих методологию и технологию моделирования, возникновение массового моделирования, когда практически все компании так или иначе рассматривают возможность построения ПДГТМ. Уже сегодня ясно, что компьютерное моделирование является основой научно-технического прогресса в нефтяной отрасли.

Важно отметить, что моделирование как понимание процессов, происходящих в залежи, накопление и обобщение данных и знаний, прогнозирование на этой основе различных вариантов разработки существовало всегда. Однако модели, как правило, были не формализованы, знания рассредоточены по множеству отчётов, статей и книг. Многие результаты основывались на личном опыте разработчиков. Всё это затрудняло технический прогресс, передачу знаний о состоянии месторождений. Формализация сбора данных, единый подход, единое описание в четырёхмерном метрическом пространстве процессов, происходящих в залежи, универсальная динамическая визуализация являются революцией в моделировании.

Для детального подсчёта начальных балансовых запасов, локализации остаточных запасов в разрабатываемых залежах, обоснования коэффициента извлечения нефти (КИН), проектирования разработки необходимо создание математической трёхмерной сеточной геолого-технологической модели (ПДГТМ), основой которой является геологическая модель залежи (ПДГМ). Геологическая модель – это сформированная система знаний о геологическом объекте, согласованная с набором геолого-геофизических и промысловых данных, полученных к определённом моменту времени.

Построение геологических моделей месторождений нефти и газа, нередко приводя к кардинальному пересмотру их геологического строения, стало неотъемлемой частью работ по подсчёту геологических и извлекаемых запасов, составлению проектных документов по разработке, выбору обоснованных решений по бурению конкретной скважины, проведению конкретного геолого-технического мероприятия (ГТМ).

Работы по созданию геологической модели начинаются со сбора данных, которые подвергаются тщательной проверке и затем загружаются в базу данных проекта. На первом этапе создаётся структурная “толстослоистая” модель всего месторождения, в основном по данным 3D сейсморазведки, разведочных и эксплуатационных скважин. Происходит обработка и интерпретация данных ГИС, в первую очередь для установления положения отметок флюидных контактов в скважинах. Анализируются процесс взаимодействия скважин в процессе разработки с учётом данных ГИС-контроля, результаты интерпретации сейсморазведки, изменчивость ВНК и ГНК по площади и по разрезу, анализы проб пластовых флюидов, керна, результаты гидродинамических исследований скважин, грави- и магниторазведки, проводится дешифрирование аэрофото- и космоснимков.

Комплексный анализ разнородных по своей физической основе геолого-геофизических и промысловых данных позволяет подтвердить принципиальную геологическую модель или выявить какие-либо противоречия предложенной модели этим данным. В этом случае принципиальная геологическая модель корректируется с целью обеспечения согласованности данных различных методов в рамках предложенной модели.

Завершение данной работы позволяет перейти к построению по данным ГИС и сейсморазведки “тонкослоистого” структурного каркаса продуктивных пластов и седиментационных циклов. Принимается решение о способе построения модели – стохастическом (вероятностном) или детерминированном, затем структурный каркас, опираясь на результаты распределения ФЭС коллекторов в скважинах и установленные связи между сейсмическими атрибутами и данными ГИС, насыщается петрофизическими параметрами – литологией, пористостью, проницаемостью, водонасыщенностью.

Построенные трёхмерные кубы (или набор карт) цифровых параметров передаются гидродинамикам для проведения фильтрационных расчётов.

Создание первых ПДГМ в Волгоградской области показало необходимость тщательного сбора и оценки, а порой исключения исходных данных. Особенности производства нефти в советское время приводили к появлению больших объёмов неостребованной, необобщённой и непроанализированной информации, нередко искажённой. Поэтому процесс построения модели наполовину и даже более состоит в приведении в порядок информационной базы, оценке её качества. Главная задача – выверка данных, непрерывная их корректировка или хотя бы оценка достоверности, требующая участия специалистов высокой квалификации откладывались на “потом”. В качестве примера ниже приводится эксплуатируемое с 1962 года Клёновское месторождение, в истории которого неоднократно возникали проблемы несоответствия проектных и фактических показателей разработки, а также текущей годовой добычи её остаточным запасам. Так, при подсчёте запасов по бобриковскому горизонту на 01.01.1990 начальные балансовые и извлекаемые запасы нефти возросли почти на 22% по отношению к подсчёту запасов на 01.01.1975, а фактически накопленный отбор нефти на 01.01.2004 превысил проектные показатели 1990 года почти на 500 тыс. т.

В пределах Клёновского вала выявлено и разведано к настоящему времени пока только одно Клёновское месторождение. Нефтяная залежь, сосредоточенная в песчанике бобриковского горизонта, имеет максимальные размеры по кровле продуктивного пласта 4,7x1,8 км.

На месторождении пробурена 41 скважина различного назначения. Категория запасов (А) соответствует высшей степени изученности месторождения. При этом, несмотря на рост числа скважин геологическая модель бобриковской залежи за более чем сорокапятилетнюю историю не претерпела изменений (рисунок 1А). Согласно этой модели, брахиантиклинальная складка осложнена поперечным узким неподтверждённым бурением литологическим врезом в верхнюю половину песчаного тела, разделившего брахиантиклиналь на две складки и приуроченные к ним северную и южную самостоятельные залежи с различными уровнями ВНК. Для разделённых залежей созданы трёхмерные модели в программном комплексе Igar RMS “ROXAR”. Литолого-фациальная модель не выявила изменений во внутреннем строении пласта, однородного по составу и ёмкостно-фильтрационным свойствам пород продуктивного

пласта по всему объёму залежи, в том числе в районе вреза. Данное обстоятельство указывало на нереальность его существования ещё и потому, что в песках узкие промоины не формируются. Напротив, для подобных условий характерны широкие долины и значительные размывы, например, расширенные песчано-алевролитовые днища голоценовых долин на рассматриваемой площади.

Залежи, как оказалось при комплексном моделировании, разделены разрывными нарушениями (сбросо-сдвиги), прямыми и косвенными признаками наличия которых являются: различный уровень ВНК в северном и южном блоках; северный блок опущен на 16,9 м относительно южного блока по наивысшим гипсометрическим отметкам кровли пласта в разных блоках; присутствие непродуктивных (вода) скважин 10 и 67 в приосевой части складки

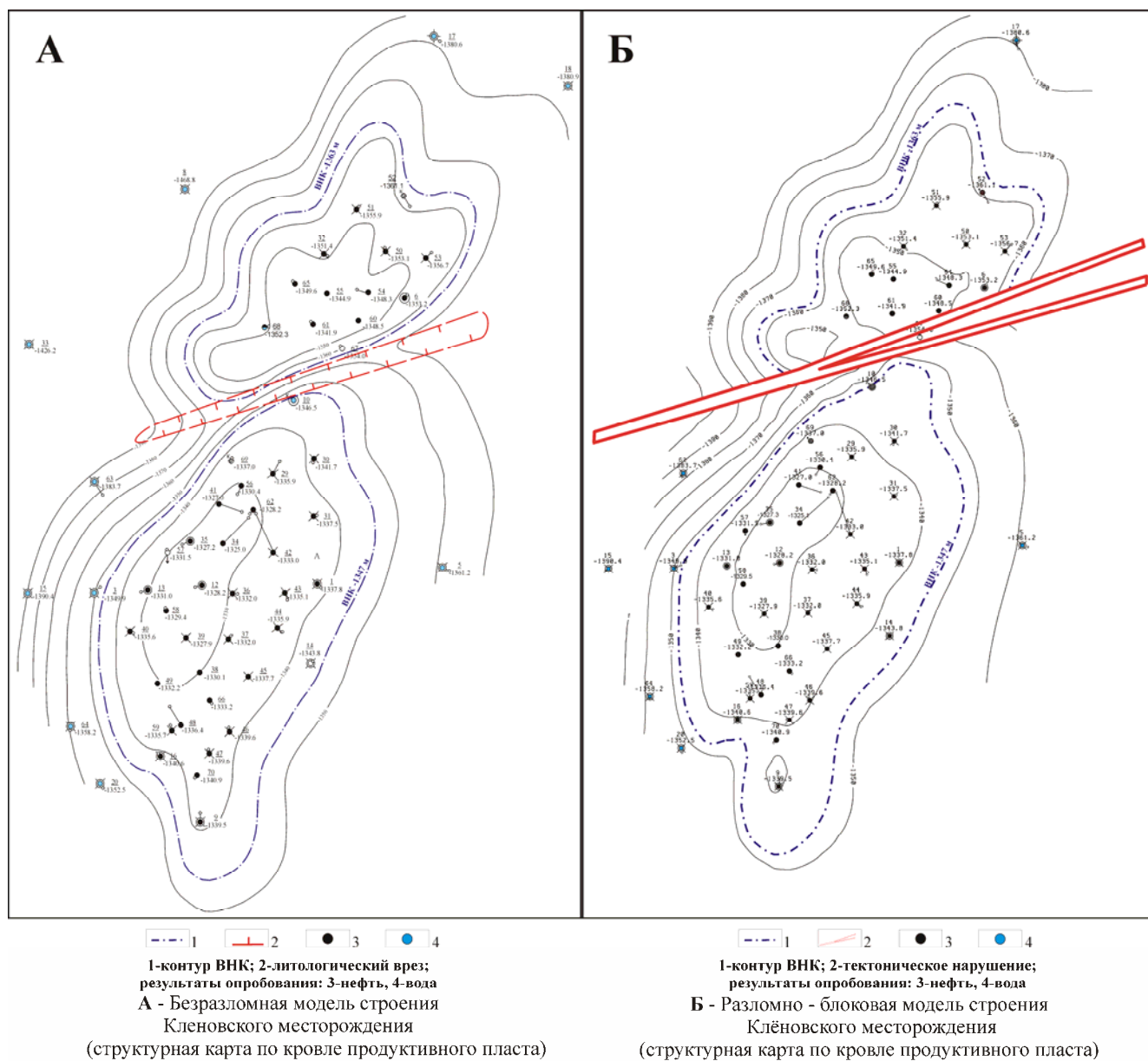


Рисунок 1 - Геологические модели Клёновского месторождения:
А-прежняя безразломная; Б-новая разломно-блоковая

южного блока; наличие структурных плеч в прежних безразломных моделях на стыке блоков, а также сгущение изогипс кровли продуктивных отложений вдоль разрывных нарушений (рисунок 1Б).

Проведённый анализ позволил установить максимальную амплитуду сбросов I и II в приосевой части 16,9 м.

Разломно-блоковая модель строения Клёновского месторождения, принципиально отличающаяся от прежней структурной модели с локальным литологическим экраном, выявила новые возможности для наращивания сырьевой базы данного участка.

Авторами был отмечен ряд важных на их взгляд геолого-промысловых и структурных показателей:

1. По данным ГИС ВНК южной залежи отбивается на абс. отметке минус 1347 м (рисунок 1Б). По данным опробования скважины 9, находящейся предположительно в следующем структурном блоке, получены следующие результаты: в 1960 году из интервала перфорации минус 1343,5 -1346,5 м получена нефть с водой; затем, отступив один метр, был прострелян вышерасположенный интервал минус 1338,5 -1342,5 м, из которого получен фонтанный приток нефти (27 м³/сут) с водой (5%); в 1962 году после установки цементного моста в интервале минус 1342,5-1343,5 м и повторной перфорации интервала минус 1338,5-1341,5 м был получен приток нефти с водой (воды 90%). С этим рабочим интервалом, после проведения дополнительных работ по изоляции воды, при 50% обводнённости в 1964 году скважина вступила в разработку.

Исходя из данных опробования (перфорация от кровли пласта до нижнего отверстия) в интервале минус 1339,5-1346,5 м, ВНК отбивается на отметке минус 1343 м.

В 1960 году с учётом данных опробования и ГИС по скважине 9 Клёновской ВНК принимался на отметке минус 1345 м, в последующем в 1961 году при подсчёте запасов изменённый на 1347 м.

Таким образом, в скважине 9 Клёновской ВНК в разные годы по данным опробования и ГИС проводился от уровня минус 1343 м (опробование) до минус 1347 м (ГИС), что указывает на его неоднозначный характер.

2. Из рисунка 1Б следует, что кровля продуктивного пласта в скважине 70 находится на 1,4 м ниже, чем в скважине 9. Построенные поверхности наклона пласта по оси складки Клёновского (скважины 34, 38, 66, 70) и прогнозируемого (скважина 9) поднятий указывают на наличие между ними структурного перегиба (седловины).

Авторами предлагаются к рассмотрению два возможных варианта геологической модели данного участка с синклинальным перегибом:

2.1. Пликативный вариант (рисунок 2А)

При одном и том же уровне ВНК на Клёновском и прогнозируемом поднятиях на абсолютной отметке минус 1347 м, наличие синклинального перегиба указывает на наличие к югу от основного нового структурного антиклинального осложнения общей Клёновской складки. На северном склоне прогнозируемой складки пробурена скважина 9. Максимальная отметка кровли пласта в синклинальном перегибе между скважинами 70 и 9 по данным структурной интерполяции поверхностей наклона кровли пласта равна минус 1342,3 м. Достижение этой отметки при продвижении ВНК в процессе разработки залежи обеспечило структурный и гидродинамический раздел Клёновского и прогнозируемого поднятий, в результате чего залежь в пределах последнего могла стать изолированной и по этой причине самостоятельным объектом доразведки и доразработки.

2.2. Дизъюнктивный вариант (рисунок 2Б,3).

Кроме уже указанного погружения кровли пласта к предполагаемому сбросу (рисунок 2Б) со стороны 70 и 9 скважин следует отметить следующие указания на наличие сброса:

-структурное плечо со стороны скважины 20, наметившее треть простирания сброса (рисунок 1);

-структурно-геоморфологические признаки: коленообразный изгиб долины р. Щелкан (под углом 90°) между скважинами 9 и 70 и прямолинейный её участок, совпадающий по простиранию с траекторией возможного сброса, чётко дешифрируемые на аэро-космофотоснимках и топографических картах разного масштаба.

При любом варианте строения участка между скважинами 9 и 70 (дизъюнктивном или пликативном), скважина 9 является первооткрывательницей предполагаемого поднятия к югу от Клёновского месторождения, по которому возможна оценка запасов:

- по категории С1 в радиусе 300 м вокруг скважины 9,
- по категории С2 по остальной части прогнозируемой залежи.

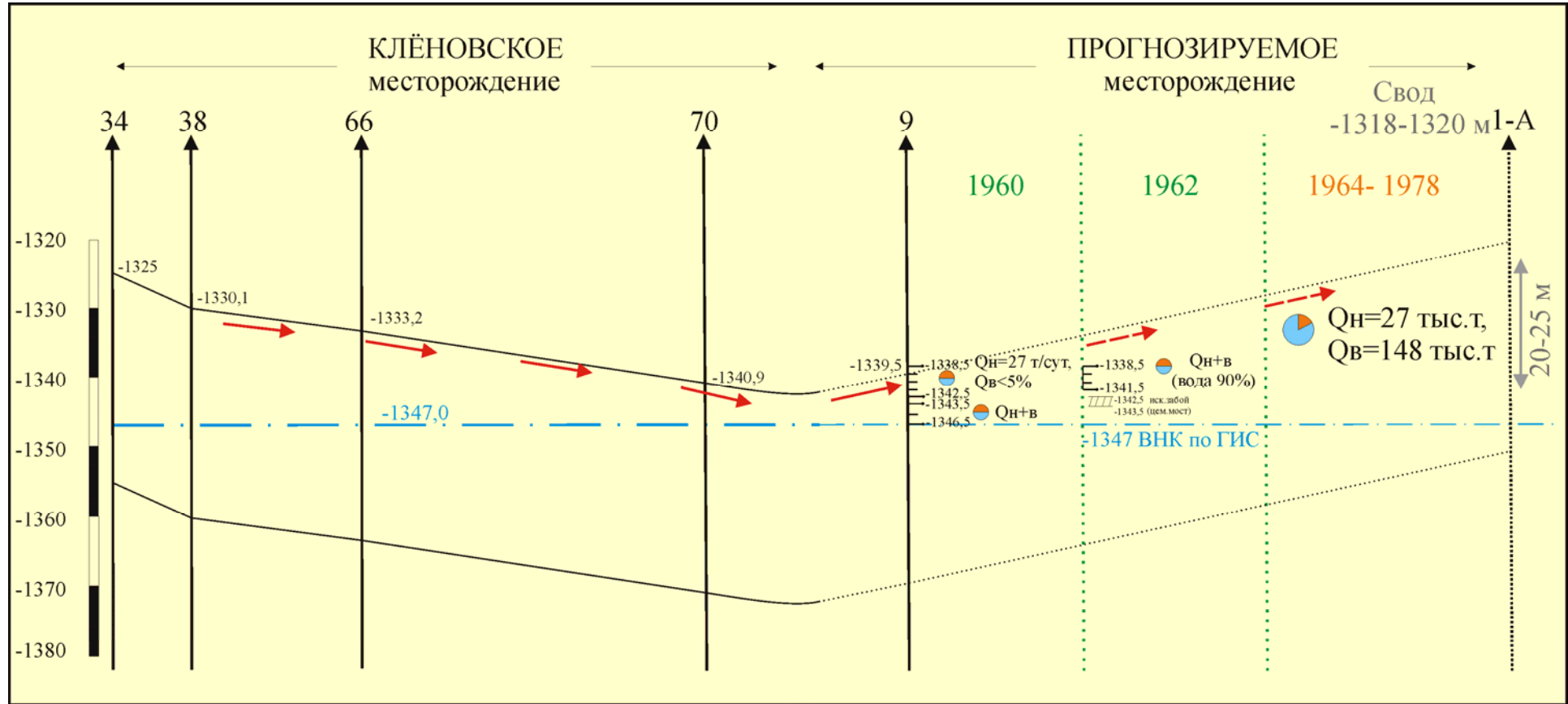
Результаты проведённых исследований и изучение геолого-структурных особенностей рассмотренной территории позволили:

- наметить структурный элемент 3 порядка Клёновский вал;
- установить тектоническую природу экранирования между северной и южной залежами (блоки I и II) и морфологию дизъюнктива (сброс);
- наметить систему предполагаемых поперечных тектонических нарушений по длинной оси вала, определивших разломно-блоковую модель строения вала;
- прогнозировать новые залежи в пределах вала (ВНК в III блоке при дизъюнктивной модели строения принят на абсолютной отметке минус 1345 м (середины интервала перфорации), при пликативной – на абсолютной отметке минус 1347 м (по ГИС)); в IV блоке – минус 1359 м - условный уровень подсчёта) (рисунок 2А, 2Б, 3).

Разломно – блоковый вариант строения Клёновского вала положен в основу созданных цифровых геологических моделей установленных и прогнозируемых в его пределах залежей. Суммарные начальные геологические ресурсы прогнозируемых залежей составили 2951 тыс.т нефти. При одинаковых с соседними залежами свойствах нефти начальные извлекаемые ресурсы составили 1918 тыс.т.

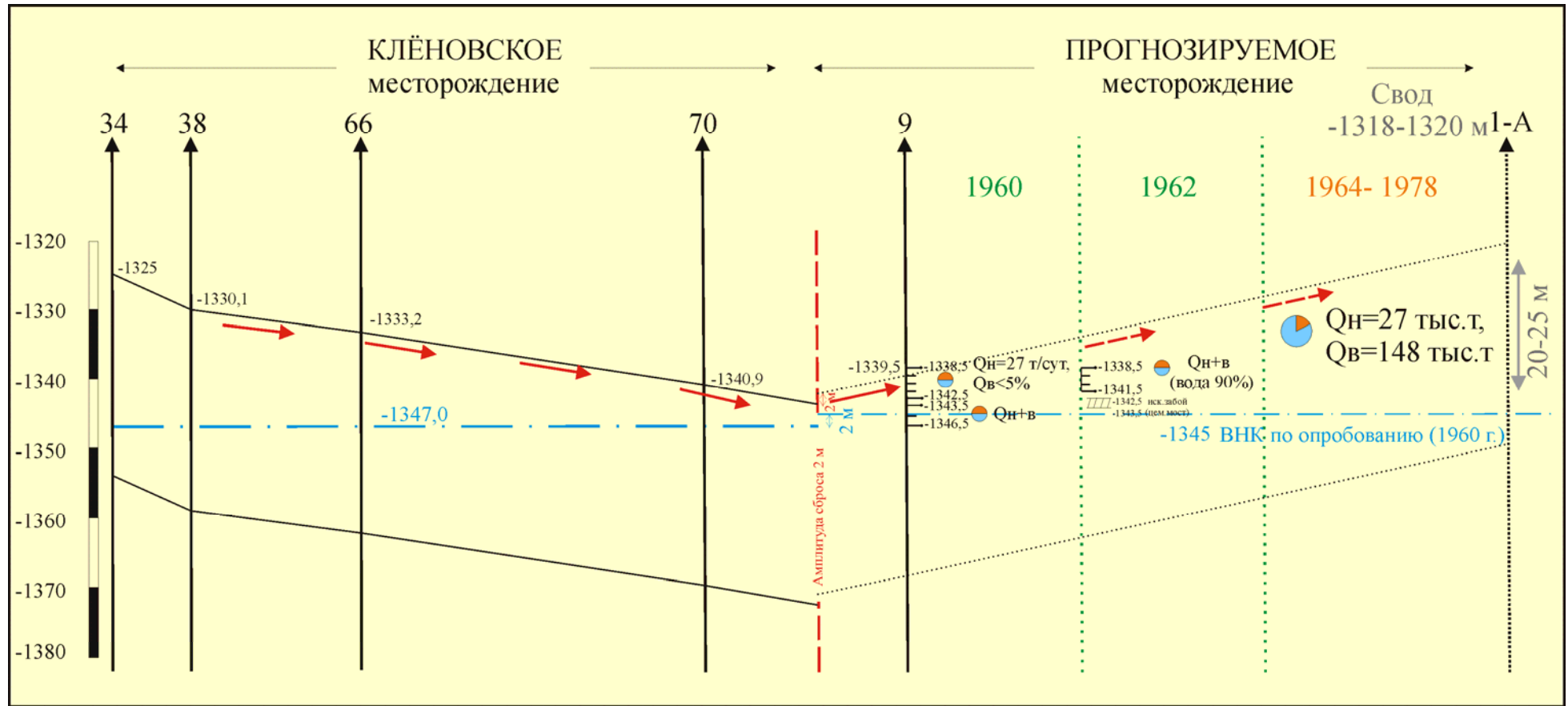
Для подтверждения разломно – блокового строения Клёновского вала и связанных с ним прогнозируемых структур и залежей предлагается проведение сейсморазведки 2D (один продольный по длинной оси вала и три поперечных профиля в блоках III и IV) и НВСП (непродольного ВСП) в скв.70 и в скв.52, что позволит получить дополнительные указания на наличие: продолжения Клёновского вала в южном и северном направлениях; разрывных нарушений (блоков); антиклинальных поднятий в III и IV блоках. При положительном исходе дополнительных работ принимаются решения о заложении поисковых скважин в сводовой части выявленных поднятий.

Таким образом, рассматриваемое новое направление ГРП для “старых” НДР Волгоградской области, пребывающее на этапе создания низкочастотных научных разработок, позволит в будущем получить в предельно короткие сроки и с беспрецедентной эффективностью отдачу в виде прироста запасов и дополнительной добычи нефти в регионе.



1-установленный уровень ВНК, 2-прогнозируемый уровень ВНК (по ГИС), 3-скважина и её номер, 4-приток воды с нефтью, 5- прогнозируемая высота залежи, 6-проектная скважина, 7-предполагаемая поверхность продуктивного пласта, 8-поверхность продуктивного пласта и его абсолютная отметка в скважине, 9-установленное направление структурного плана, 10-предполагаемое направление структурного плана

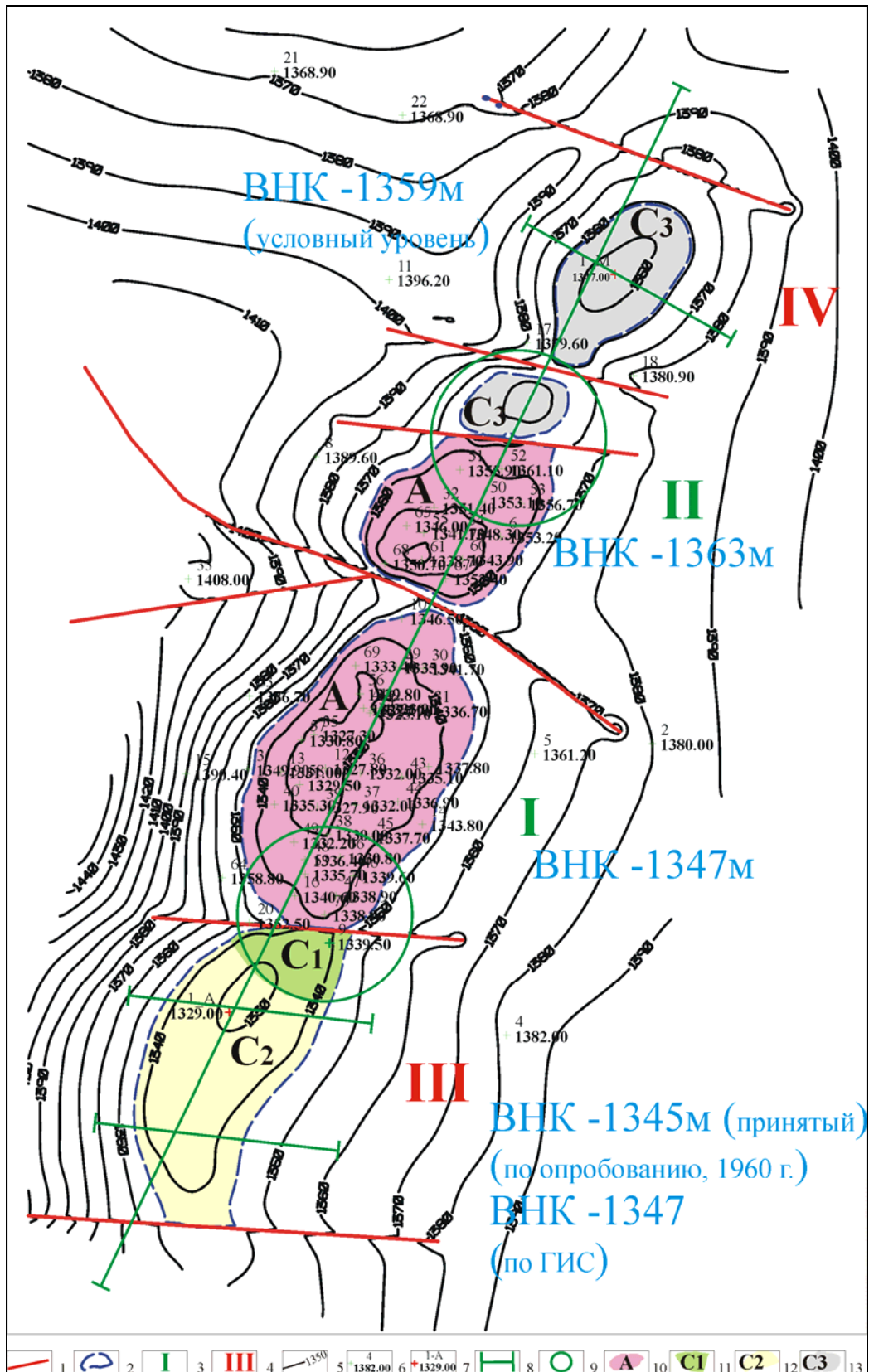
Рисунок 2А – Геологическая модель строения продуктивного пласта и залежи в бобриковском горизонте на участке между скважинами 70 и 9 (пликативный вариант) и анализ опробования и разработки скважины 9.



- 1 -1347,0 2 -1345 3 4 34 5 Q_{н+в} 6 20-25 м 7 2 м 8 1-А 9 10 -1333,2 11 12

1-установленный уровень ВНК, 2-прогнозируемый уровень ВНК (середина интервала перфорации), 3-вероятная плоскость разрывного нарушения, 4-скважина и её номер, 5-приток воды с нефтью, 6- прогнозируемая высота залежи, 7-предполагаемая амплитуда смещения поверхности продуктивного пласта и разница в отметках установленного и прогнозируемого ВНК, 8-проектная скважина, 9-предполагаемая поверхность продуктивного пласта, 10-поверхность продуктивного пласта и его абсолютная отметка в скважине, 11-установленное направление структурного плана, 12-предполагаемое направление структурного плана

Рисунок 2Б – Геологическая модель строения продуктивного пласта и залежи в бобриковском горизонте на участке между скважинами 70 и 9 (дизъюнктивный вариант) и анализ опробования и разработки скважины 9.



1-предполагаемые тектонические нарушения, 2-контуры ВНК, 3, 4-известные и прогнозируемые блоки и поднятия Клёновского вала, 5-изогипсы по кровле коллектора бобриковского горизонта, 6-номер скважины и абсолютная отметка кровли коллектора бобриковского горизонта, 7- номер проектной скважины и предполагаемая абсолютная отметка кровли коллектора бобриковского горизонта, 8-рекомендуемые сейсморазведочные профили,

рекомендуемые сейсморазведочные профиля, 9-рекомендуемые участки проведения НВСП, 10-13-категории запасов

Рисунок 3 – Новая разломно-блоковая модель Клёновского вала.

Литература

1. Белонин И.Д., Шумейкин С.А., Якуцени В.П.

Комплекс мер, стимулирующих разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и падающей добычей. //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.// 2004. - №6. – С. 39-47