



**Х.Х. Альвиев**  
канд. техн. наук  
ОАО «Чеченнефтехимпром»<sup>1</sup>  
генеральный директор



**М.С. Джамалханов**  
ОАО «Чеченнефтехимпром»<sup>1</sup>  
начальник Управления по  
геологии и добыче нефти  
и газа



**Б.Р. Кусов**  
канд. геол.-мин. наук  
ОАО «Чеченнефтехимпром»<sup>1</sup>  
главный геолог  
bkusov@yandex.ru



**И.Х. Расламбеков**  
ОАО «Чеченнефтехимпром»<sup>1</sup>  
заместитель генерального  
директора

# Перспективы наращивания добычи нефти на территории Грозненского нефтегазоносного района

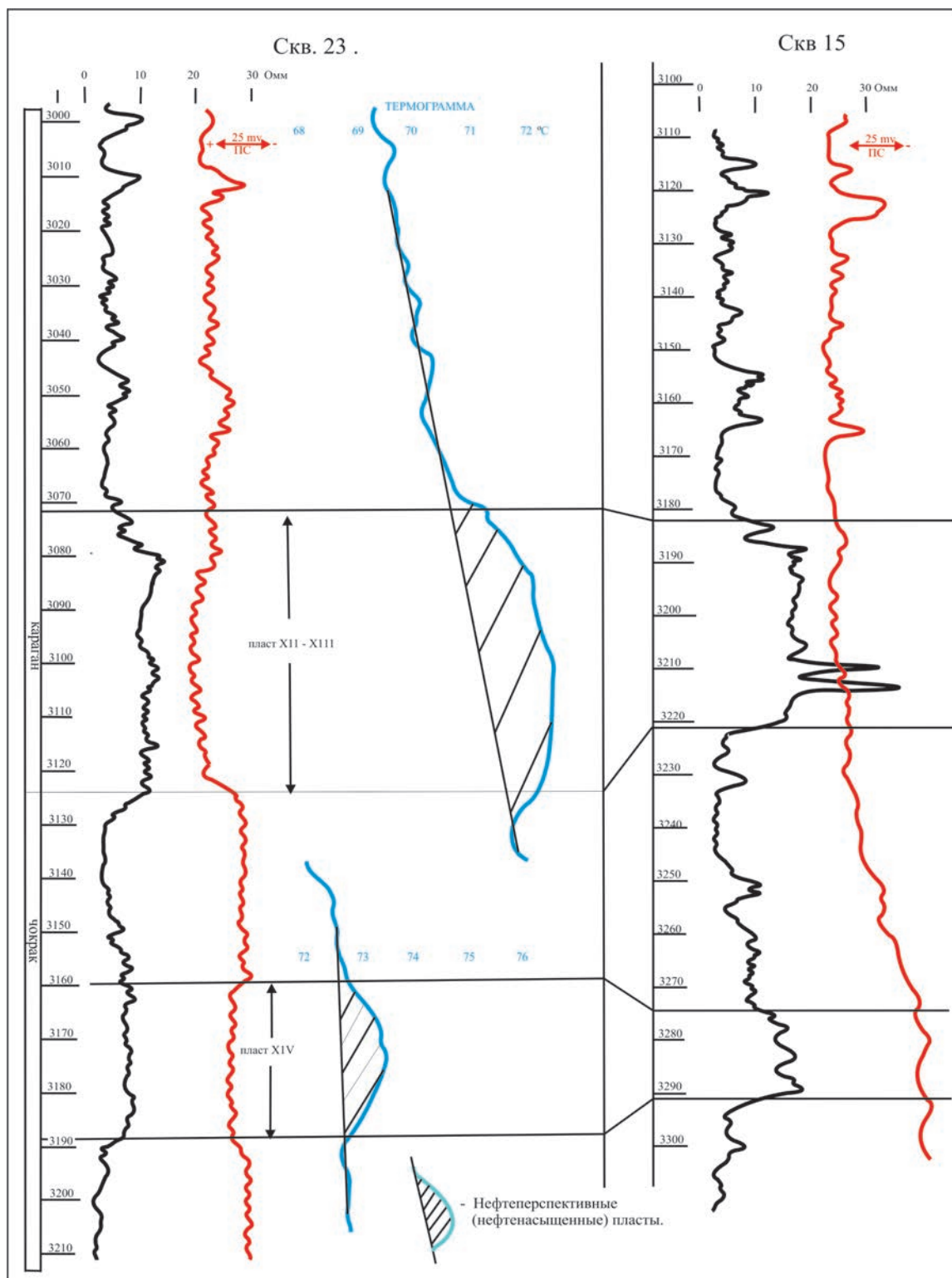
<sup>1</sup>Россия, 364025, Чеченская Республика, Грозный, пр-т Революции, 7/84.

*На примере конкретных объектов показаны возможности наращивания запасов и добычи нефти в Чеченской Республике при выполнении работ с новыми геологическими представлениями и применении новых технологий строительства скважин и добычи нефти*

**Ключевые слова:** нефть; месторождение; разлом; залежь; технология

**Б**олее чем вековая история поисков и добычи нефти на месторождениях Грозненского района объективно имеет несколько этапов, обусловленных уровнем развития технических средств, технологий для ведения работ и геологическими представлениями о строении и перспективности тех или иных комплексов пород. Получением первого фонтана нефти из скв. № 1-1 Старогрозненской площади с глубины 154 м из караганских песчаников в 1893 г., начался этап интенсивного освоения месторождений в миоценовом комплексе пород, в котором выявлено более 25 нефтеносных песчаных пластов. Практически все первые месторождения нефти открыты в карагано-чокракских песчаниках антиклинальных складок Терского и Сунженского хребтов

на глубинах, доступных при применяемом в то время канатно-ударном бурении. Появление роторного бурения позволило искать нефть на больших глубинах, но при этом было утрачено одно из преимуществ канатно-ударного метода бурения – отсутствие противодействия на пласт, при котором неизбежно выявлялись все залежи нефти в проходимых отложениях. При роторном способе бурения забой очищается буровым раствором и разбуриваемые породы подвергаются огромной (по сравнению с канатно-ударным методом бурения) репрессии и, соответственно, в пласт попадает фильтрат раствора и сам раствор. Коллекторами миоцена Грозненского района являются глинистые песчаники, для которых такое загрязнение приводит к разбуханию глинистой фазы пласта, минимизации проницае-



**Рис.1.**  
Северо-Минеральная площадь. Схема выделения нефтенасыщенных пластов

мости и к большим трудностям при освоении скважин. Поэтому, с переходом на роторное бурение открытие новых залежей нефти, несмотря на огромные объемы буровых работ, происходило большей частью случайно. Вслед-

ствие применения при вскрытии продуктивных пластов тяжелых глинистых растворов и плохого разобшения пластов, особенно безрезультативны были поиски нефти в условиях залегания миоценовых отложений на больших глубинах.

Создавалось впечатление, что резервы миоценовых отложений исчерпаны.

В начале 50-х годов прошлого века была установлена продуктивность более глубокозалегающих мезозойских отложений. Получение фонтанов нефти до двух и более тысяч тонн в сутки из верхнемеловых карбонатных отложений ознаменовало начало нового этапа в истории освоения ресурсов УВ в Грозненском районе. С этого момента миоценовые отложения потеряли статус самостоятельного поискового объекта. В дальнейшем их изучение велось формально при бурении скважин с целевыми горизонтами в меловых и юрских отложениях, без выполнения полного комплекса ГИС, без отбора керна, без испытания в процессе бурения. Несмотря на хорошую изученность сейсмическими исследованиями территории района в целом, до сих пор отсутствуют корректно построенные структурные карты по миоценовым отражающим горизонтам. Также по сей день на всей территории старейшего нефтедобывающего Грозненского района не пробурено ни одной скважины с горизонтальным окончанием. Миоценовые отложения на территории Терско-Каспийского передового прогиба (ТКПП) разрабатывались на относительно небольшой площади, в то время как они распространены повсеместно. Анализ материалов, полученных при производстве буровых работ на территории Чеченской Республики, показывает, что необходимо вернуться к поиску залежей УВС в миоценовых отложениях, причем поиски следует вести не только в антиклинальных ловушках, где традиционно искали нефть на Кавказе, но и ловушках других типов. Для этого необходимо целенаправленно переобработать имеющиеся материалы сейсморазведки с построением детальных структурных карт по миоценовому комплексу, при бурении скважин использовать конструкции скважин с применением новой технологии вскрытия продуктивных пластов, что позволит ввести в экономически эффективную разработку новые и старые миоценовые залежи УВС. Для этих целей следует бурить не только новые скважины, но, прежде всего, использовать старые скважины, ликвидированные и законсервированные, для проведения в них гидроперфорации, вызова притока и добычи безводной нефти по имеющейся у нас собственной технологии. Первоочередными объектами для реализации этих возможностей могут быть Северо-Минеральное и Горское месторождения.

На Северо-Минеральном месторождении нефть открыта в верхнемеловых отложениях на глубинах более 5000 м. Считается, что залежь нефти уже выработана, вышележащие отложения бесперспективны, поэтому большинство

скважин ликвидировано, остальные законсервированы, и структура оказалась в нераспределенном фонде недр. Анализ имеющейся геолого-геофизической информации показал, что все вышележащие отложения на данной структуре имеют большой нефтегазовый потенциал. Некоторые мощные – до 50 м – песчаные пласты в караганских и чокракских отложениях характеризуются как нефтенасыщенные (*рис. 1*). Пласты с такими характеристиками в разрезе Северо-Минеральной структуры встречаются в майкопских и ачкагылских отложениях. Аналогичная картина в части проявления нефтенасыщенных пластов имеет место и на Притеречной, Алийуртской, Червленной, Горской площадях.

По результатам поисково-разведочных работ и разработки месторождений в меловых и юрских отложениях сложились определенные представления об особенностях геологического строения месторождений в целом и о строении конкретных резервуаров в частности, в соответствии с которыми до настоящего времени велись работы по разработке и эксплуатации всех месторождений района.

Эти представления следующие:

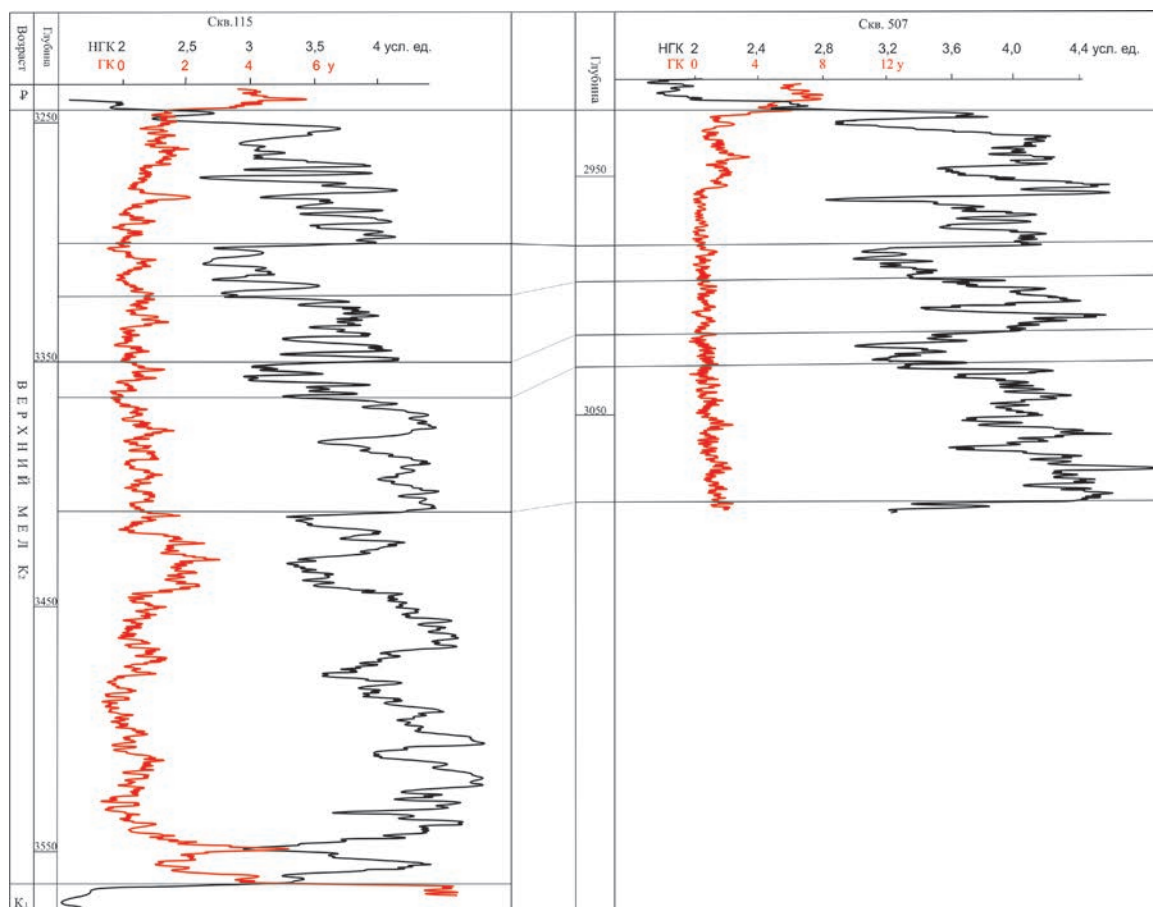
– структуры изображаются в основном пликвативными или с единичными разломами в крыльевых частях структур;

– резервуары в карбонатных отложениях изображаются исключительно массивными, однородными, с трещинными коллекторами с величинной пустотности менее 1%. Причем считается, что толщи карбонатных пород верхнего мела, валанжина и верхней юры содержат по одному резервуару, развитому по всей мощности толщи;

– водонефтяные контакты часто изображаются наклонно-вогнуто-выпуклыми в однородно-массивном резервуаре с эффективным водонапорным режимом. Такими особенностями строения наделяются и резервуары в терригенных отложениях нижнего мела.

Исходя из этих представлений, практически все мезозойские месторождения разрабатывались и эксплуатировались по единой схеме – основанной на том, что залежь представляет собой единый резервуар-бочку, в котором для извлечения запасов любого месторождения достаточно пробурить несколько скважин в наиболее приподнятой части структуры. Если на первом месторождении мезозойской нефти Карабулак – Ачалуки плотность сетки разбуривания была 40 га/скв, то после того, как утвердилась «теория единой бочки», разработчики остановились на плотности сетки бурения 400 га/скв.

Бурение скважин по верхнемеловым отложениям часто сопровождалось катастрофическими поглощениями глинистого раствора, не-

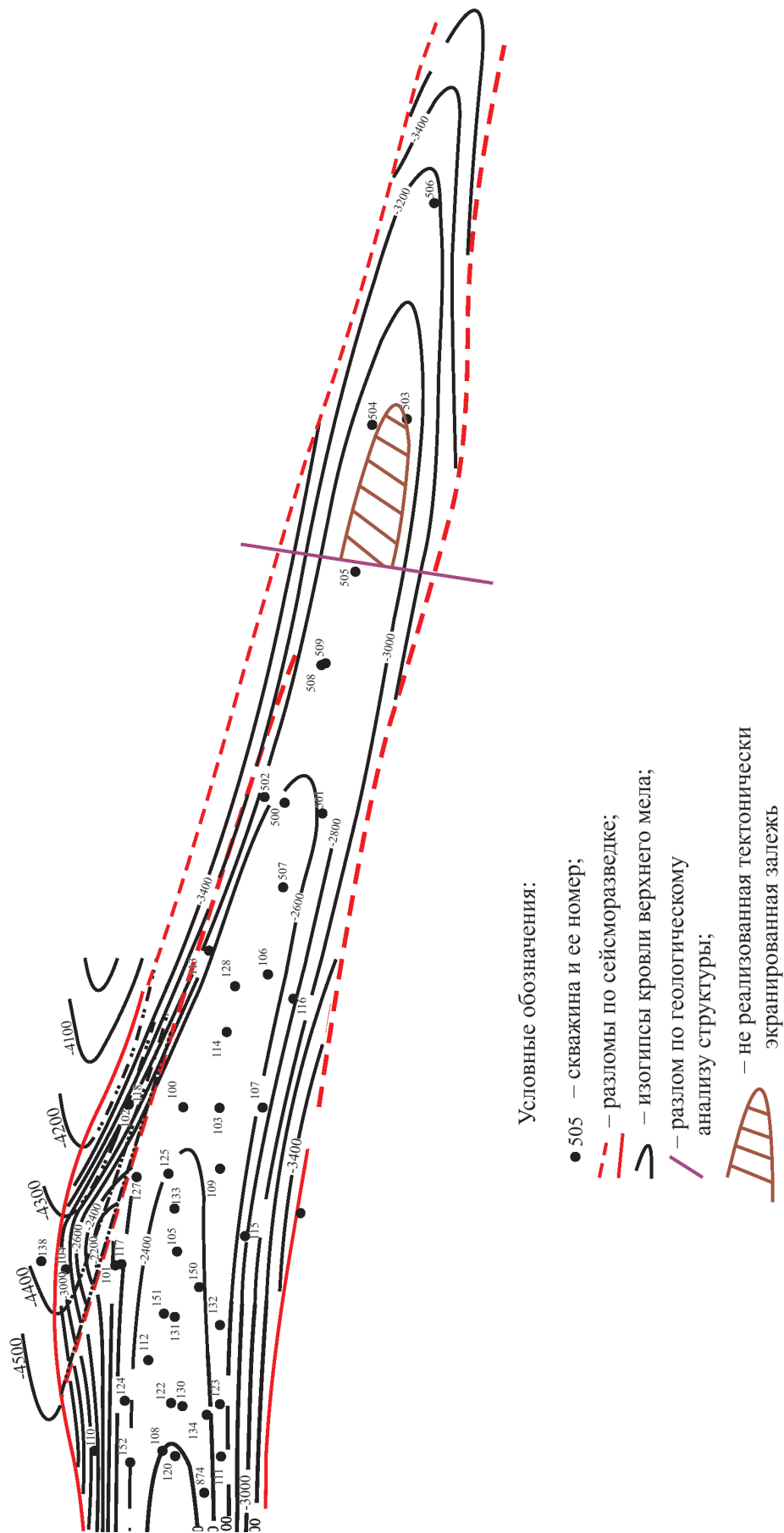


**Рис. 2.**  
*Геофизическая характеристика верхнемеловых отложений Али-Юртской площади*

ожиданными проявлениями, и в связи с этим большая часть скважин, эксплуатировавших верхний мел, вскрывала всего несколько десятков метров кровли при общей мощности около 300 м и этаже нефтеносности более 1000 м, оставляя в нескрытой части разреза невыработанные залежи.

Анализ материалов показывает, что эти представления большей частью не соответствуют действительности. Структура Терско-Каспийского передового прогиба в целом и отдельных локальных объектов, в частности, своими формами обязана разломной тектонике. Количество разломов в пределах месторождений фактически значительно больше, чем показано на структурных картах, построенных в основном по данным сейсморазведки, т.е. месторождения состоят из блоков, количество которых доходит до 7–8, как например, на Заманкульском месторождении, на подсчетном плане которого нет ни одного разлома. Этот факт является основным источником многих негативных последствий в процессе разработки и эксплуатации месторождений. Разломы, независимо от их амплитуды, служат экранами для залежей в каждом блоке. Объеди-

нение ВНК всех блоков в единую поверхность вынуждает авторов придавать плоскости ВНК весьма причудливую форму, иногда – с переходом в субвертикальное положение. Обводнение какого-нибудь пласта-коллектора в одной скважине в пределах наиболее приподнятого блока воспринимается как полная выработка запасов нефти по этому пласту в пределах всего месторождения, и значительные запасы нефти в других блоках остаются невыработанными. Этому способствуют и неверные представления о величине пустотности резервуаров. Высокоемким кавернозно-пористым коллекторам с пористостью до 30%, характеризующимися «провалами» инструмента в процессе бурения, приписывают трещинный тип коллектора с величиной «вторичной пористости» 0,4–0,6%, занижая тем самым пористость на порядки. Поэтому оставление в отдельных блоках неизвлеченных запасов в последующем не приводит к дисбалансу по запасам нефти. А если все же обнаруживается некоторый дисбаланс, как правило, в сторону фактического увеличения извлекаемых запасов, то это каждый раз объясняется неверной оценкой КИН, и он заново утверждается (принимается) в более высоком значении.




**Рис. 3.**  
 Али-Юрт-Горская площадь  
 Схематическая структурная карта кровли верхнего мела.  
 (Лохматова В. А. и др., 2001)

Еще одной причиной неполной выработки залежей является ошибочное представление о том, что в юрских и меловых карбонатных толщах резервуары имеют однородный массивный характер строения. Фактически резервуары имеют пластовый характер строения, где каждый пласт-коллектор изолирован от соседнего плотным непроницаемым пластом, имеет свой характер насыщения и свой ВНК, который движется с разной скоростью и, возможно, далеко не сплошным фронтом, как представлялось.

На **рис. 2** видна высокая степень дифференциации разреза верхнемеловых отложений на месторождении Али-Юрт, которая обусловлена чередованием плотных и пористых пластов. Часто при испытании одним объектом нескольких пластов, пусть даже маломощных, получали приток нефти с водой, создавая видимость установления ВНК по данной залежи. В таких случаях в зависимости от соотношения нефти и воды нередко принималось решение о переходе на другой пласт (залежь) в связи с кажущейся высокой обводненностью продукции, и часто никакие работы по отсечению водоносного пласта не проводились. Этому также способствует нулевая информативность интерпретации материалов ГИС в части определения нефтенасыщенности пластов. На планшетах ГИС по скважинам, прикладываемых к подсчету запасов нефти для рассмотрения в ГКЗ, отсутствует графа «нефтенасыщенность».

В качестве примера рассмотрим верхнемеловые отложения Али-Юртского месторождения. Здесь, в восточной части, расстояние между скважинами вдоль структуры составляет 4–5 км. Структура представлена вытянутой в субширотном направлении брахиантиклинальной складкой с продольными разломами только в крыльевых частях. Геологический анализ структуры с учетом особенностей топографии месторождения говорит о наличии здесь поперечных тектонических разломов, наиболее выраженный из которых проходит вблизи скв. № 505 м, к вос-

току от нее (**рис. 3**). В скв. № 503 м, пробуренной в 4 км восточнее, при испытании второй пачки верхнего мела в интервале 3245–3250 м получен приток нефти 93 т/сут и воды 135 т/сут на штуцере 8 мм. В последующем в скв. № 505 м на более высоких гипсометрических отметках из той же пачки был получен приток воды без нефти и по этой причине получение нефти в скв. № 503 м было расценено как непромышленное нефтепроявление и скважина была ликвидирована. Наличие поперечного тектонического разлома восточнее скв. №505 м принципиально меняет представления о нефтеперспективности структуры. Здесь только во второй пачке верхнего мела, в тектонически экранированной залежи извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1,2 млн т. Но с учетом того, что только в разрезе верхнего мела имеется более десяти изолированных друг от друга пластов-коллекторов, а также высокеемкого продуктивного коллектора в кумской свите палеоцена, объект выходит в категорию первоочередных для наращивания запасов и добычи нефти. Поперечные разломы на Али-Юрт-Горской структуре фиксируются и в западной части, что, с учетом результатов испытания старых скважин, также указывает на реальные возможности выявления новых запасов нефти.

Высокая степень сопоставимости разрезов всех продуктивных комплексов Грозненского нефтегазоносного района и идентичность особенностей их строения являются объективной предпосылкой для существенного увеличения запасов и добычи нефти в Чеченской Республике. Реализация этого потенциала возможна при полном пересмотре всех геолого-геофизических материалов по месторождениям и структурам в соответствии с новыми представлениями об особенностях строения продуктивных комплексов и применении оригинальных методов строительства и испытания скважин, а также методов добычи нефти, разработанных в ОАО «Чеченнефтехимпром». 

UDC 553.982

**H.H. Allview**, PhD, General Director, “Chechenneftekhimprom”<sup>1</sup>  
**M.S. Dzamalkhanov**, Head of Exploration Department, “Chechenneftekhimprom”<sup>1</sup>  
**B.R. Kusov**, PhD, chief geologist, “Chechenneftekhimprom”<sup>1</sup>, bkusov@yandex.ru  
**I.H. Raslambekov**, Deputy General Director, “Chechenneftekhimprom”<sup>1</sup>

<sup>1</sup>7/84, Revolution avenue, Grozny, Chechen Republic, 364025, Russia.

## The prospects for increasing oil production in the territory of the Grozny petroleum district

**Abstract.** For example, a particular object shows the possibility of increasing reserves and production of oil in the Chechen Republic at performance of works with new geological concepts and the application of new technologies of well construction and oil production

**Keywords:** oil; field; fault; reservoir; technology